

# UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

**Dr. Luís García Santander**

Informe de Memoria de Título

para optar al título de:

**Ingeniero Civil Eléctrico**

Evaluación de la Implementación de un SGE  
mediante uso de Sistemas BESS en el empalme  
Victoria 500 de la Universidad de Concepción

Concepción, Julio 2024

Miguel Friz Gianelli

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante  
Dr. Luís García Santander

# Evaluación de la Implementación de un SGE mediante uso de Sistemas BESS en el empalme Victoria 500 de la Universidad de Concepción

Miguel Friz Gianelli

Informe de Memoria de Título  
para optar al Título de  
Ingeniero Civil Eléctrico

Julio 2024

## Resumen

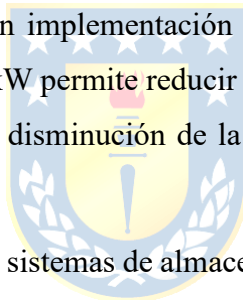
En el contexto de la Ley de Almacenamiento N° 21.105, este trabajo evalúa la implementación de un Sistema de Gestión Energética (SGE) mediante el uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías (BESS) en el empalme Victoria 500 de la Universidad de Concepción.

Se evaluaron las tecnologías de almacenamiento disponibles, para una selección preliminar de baterías de litio FPL, batería de litio MNC y batería de plomo ácido. La metodología consistió en desarrollar un modelo de optimización en MATLAB/YALMIP para dimensionar adecuadamente un sistema BESS y operarlo de modo que se minimicen los costos actuales netos, considerando en el modelo gastos de capital, ingresos por venta de excedentes, y restricciones operativas.

Los escenarios utilizados para realizar la evaluación técnico económico fue precio marginal y precio estabilizado.

Los resultados muestran que la implementación de un sistema BESS de litio FPL de un dimensionamiento de 3000 kWh y 750 kW permite reducir los costos anuales de suministro eléctrico en un 30%, principalmente mediante la disminución de la demanda máxima, desplazamiento de la carga y arbitraje energético.

En conclusión, la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías es técnicamente, económicamente y ambientalmente viable bajo el nuevo marco legal chileno. Se recomienda extender este análisis a otras dependencias de la Universidad para potenciar los beneficios.



## Agradecimientos

Esta tesis es el resultado del apoyo incondicional de mi familia y la dedicación de mi profesor guía.

A mis padres Miguel Friz y María Pía, y a mi hermano Diego, gracias por ser mi pilar fundamental, por alentarme con su amor y confianza a alcanzar esta meta. Todo mi esfuerzo es para ustedes.

A mi abuela Nelly Carrillo, por abrirme las puertas de su casa y brindarme el espacio propicio para mis estudios. Su compañía fue un aliciente en los momentos difíciles.

A todos ustedes, mi profunda gratitud. Esta tesis es el fruto del apoyo de mi familia y la orientación de un gran mentor.



# Índices

LISTA DE TABLAS .....	VII
LISTA DE FIGURAS .....	VIII
ABREVIACIONES .....	IX
1. INTRODUCCIÓN.....	10
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	10
1.2. OBJETIVOS .....	10
1.2.1 Objetivo General.....	10
1.2.2 Objetivos Específicos .....	10
1.3. TEMARIO Y METODOLOGÍA .....	11
2. MARCO NORMATIVO Y REGULACIONES TANTO CHILENAS COMO INTERNACIONALES.....	13
2.1. CONSUMO UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN .....	13
2.2. COSTO DE SUMINISTRO .....	15
2.2.1 Facturación empresa distribuidora.....	15
2.2.2 Contrato suministrador .....	16
2.3. PROYECCIÓN.....	18
2.4. ESTRUCTURA CARGO, EN LA UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN.....	18
2.5. SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA .....	20
2.6. REGULACIÓN CHILENA .....	21
2.6.1 Almacenamiento .....	22
2.7. REGLAMENTO NORTEAMERICANO .....	28
2.8. REGLAMENTO EUROPEO .....	29
2.9. REGLAMENTO ESPAÑOL.....	29
3. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO.....	30
DEFINICIÓN .....	30
3.1. SELECCIÓN PRELIMINAR DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO .....	30
3.2. APLICACIONES DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA .....	33
3.2.1 Situación particular: Universidad de Concepción.....	34
3.3. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN CHILE .....	35
4. APLICACIÓN DE BESS .....	37
4.1. CASOS DE ESTUDIO .....	37
4.2. APLICACIONES .....	38
4.3. GESTIÓN .....	39
4.4. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO .....	39
5. MODELO .....	41
5.1. PLANTEAMIENTO DEL PROGRAMA .....	41
5.1.1 Variable a optimizar de decisión .....	41
5.1.2 Datos.....	42
5.1.3 Parámetros .....	43
5.1.4 Función a minimizar .....	43
5.1.5 Ecuaciones que rige este modelo .....	45
5.1.6 Desigualdades .....	46
5.1.7 Linealización .....	46
5.1.8 Grados de libertad.....	47
5.1.9 Ejemplo.....	48
5.1.10 Determinación de vida útil de batería .....	50
5.1.11 Esquema de Resolución.....	51

6.	EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA.....	52
6.1.	EVALUACIÓN BATERÍA DE LITIO-ION LFP .....	54
6.2.	EVALUACIÓN BATERÍA DE LITO-ION MNC .....	57
6.3.	EVALUACIÓN BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO .....	60
7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	63
8.	CONCLUSIONES.....	64
8.1.	SUMARIO .....	64
8.2.	CONCLUSIONES .....	64
8.3.	TRABAJO FUTURO.....	65
9.	BIBLIOGRAFÍA .....	66
	ANEXO1 .....	72
	ANEXO 2 .....	83



# Lista de Tablas

Tabla 2.1 Tasa crecimiento anual consumo cliente libre .....	18
Tabla 2.2 Precio medio mercado sistema eléctrico nacional.....	24
Tabla 2.3 Precio nudo de corto plazo segundo semestre 2023.....	25
Tabla 2.4 Definición intervalos temporales segundo semestre 2023 .....	27
Tabla 2.5 Precio estabilizado Segundo semestre 2023.....	28
Tabla 3.1 Puntaje asignado a cada característica de operación de baterías .....	31
Tabla 3.2 Evaluación de tecnologías de almacenamiento .....	32
Tabla 4.1 Resumen Modelo.....	44
Tabla 6.1 Resultados de evaluación de batería de Litio LFP .....	56
Tabla 6.2 Resultados de evaluación batería de Batería de MNC .....	59
Tabla 6.3 Resultados de evaluación batería de Plomo-Ácido .....	62



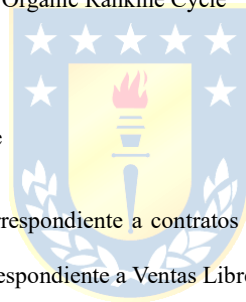
# Lista de Figuras

Figura 2.1 Perfil de demanda promedio, 2019 .....	14
Figura 2.2 Perfil de demanda promedio día hábil, 2019 .....	14
Figura 2.3 Perfil de demanda promedio día inhábil, 2019 .....	14
Figura 2.4 Estructura porcentual de cargos en la Universidad de Concepción, octubre de 2023.....	19
Figura 2.5 Distribución porcentual de costos de suministro por mes junio a diciembre de 2019 .....	20
Figura 2.6 Costo marginal horario de energía año 2023 .....	26
Figura 3.1 Sistema de almacenamiento chileno, 2024 .....	36
Figura 5.1 Datos ingresados de demanda de potencia y el precio de energía .....	49
Figura 5.2 Repuesta del Modelo.....	50
Figura 5.3 Esquema Modelo .....	51
Figura 6.1 Escenario marginal precio compra y venta de la energía para la Universidad de Concepción.....	53
Figura 6.2 Escenario estabilizado precio de compra y venta de energía para la Universidad de Concepción..	53
Figura 6.3 Comportamiento batería de Litio LFP escenario a precio marginal .....	55
Figura 6.4 Comportamiento batería de Litio FLP estabilizado escenario .....	55
Figura 6.5 Comportamiento batería de Litio MNC marginal.....	58
Figura 6.6 Comportamiento batería de Litio MNC estabilizado.....	58
Figura 6.7 Comportamiento de batería plomo-ácido escenario precio marginal.....	60
Figura 6.8 Comportamiento de batería plomo-ácido escenario precio estabilizado.....	61



# Abreviaciones

\$	: Pesos chilenos
A-CAES	: Adiabatic Compressed Air Energy Storage
BESS	: Battery Energy Storage System
CAES	: Compressed Air Energy Storage
CDEC	: Centro de Despacho Económico de Carga
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
CGE	: Compañía General de electricidad
CNE	: Comisión Nacional de Energía
D-CAES	: Diabatic Compressed Air Energy Storage
DoD	: Depth of Discharge
Dx	: Distribuidora
ESS	: Energy Storage System
FERC	: Federal Energy Regulatory Commission
GES	: Gravity Energy Storage
GW	: Gigawatt
GWh	: Giga watt-hora
I-CAES	: Isothermal Compressed Air Energy Storage
IPC	: Índice de Precios al Consumidor
ISO	: Independent System Operators.
kV	: kiloVoltio
kW	: kiloWatt
kWh	: kiloWatt-hora
LAES	: Liquid Air Energy Storage
LAES-ORC	: Liquid Air Energy Storage con Organic Rankine Cycle
LFP	: Lithium Ferrum Phosphate
LP	: Liquid piston
MW	: Megawatt
MWh	: Megawatt-hora
NCA	: Nickel Cobalt Aluminum oxide
NMC	: Nickel Manganese Cobalt
PMM	: Precio Medio Mercado
PMMPLP	: Precio Medio de Mercado correspondiente a contratos de Largo Plazo (contratos de suministro a empresas distribuidoras).
PMMVL	: Precio Medio de Mercado correspondiente a Ventas Libres (contratos con clientes libres).
PNCP	: Precio Nudo de Corto Plazo.
PNELP	: Precios de Nudo de Largo Plazo de Energía
PNLP	: Precio Nudo de Largo Plazo
PNP	: Precio Nudo Promedio.
PNPLP	: Precios de Nudo de Largo Plazo de Potencia
PPIturb	: Product Price Index Industry Data para Turbine & Turbine Generator Set Unit Manufacturing
RTE	: Round Trip Efficiency
RTO	: Regional Transmission Organization
SB	: Storage Block
SBOS	: Storage - Balance of System
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
SGE	: Sistema de Gestión Energética
Sx	: Suministradora
TES	: Thermal Energy Storage
TIR	: Tasa Interna de Retorno
USD	: Dólares americanos
VAN	: Valor Actual Neto o valor presente neto



# 1. Introducción

---

## 1.1. Introducción General

En el contexto de la recién promulgada ley de almacenamiento N° 21.105 de noviembre de 2022, que busca promover la utilización eficiente de los recursos energéticos de la red eléctrica, se ha abierto una nueva perspectiva para la incorporación de sistemas de almacenamiento en las redes de distribución [1]. En este nuevo escenario se presentan una serie de retos.

Por lo tanto, es imperativo llevar a cabo una investigación exhaustiva y rigurosa que abarque tanto los aspectos normativos y las experiencias prácticas a escala nacional e internacional, de los sistemas de almacenamiento de energía, considerando soluciones tecnológicas y metodológicas propuestas en la literatura científica.

En consecuencia, el planteamiento del problema radica en comprender cómo la integración de los sistemas de almacenamiento en la operatividad de las redes de distribución, incluyendo la experiencia de los usuarios finales que pueden desempeñar no solo un rol de demanda pasiva de electricidad sino también participar en los mercados de electricidad, vendiendo su energía almacenada, de conformidad con la ley de almacenamiento N° 21.105, puede repercutir en la gestión eficiente de la energía.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1 Objetivo General

Evaluar la implementación de un SGE utilizando Sistemas de Almacenamiento de Energía de Batería (BESS) en el empalme Victoria 500 de la Universidad de Concepción

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Analizar las tecnologías actuales de almacenamiento de energía.
- Estudiar los desafíos asociados con el almacenamiento de energía
- Generar un modelo de optimización, considerando restricciones eléctricas y

económicas.

- Evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de implementar un SGE mediante sistemas de almacenamiento BESS propuesto.

### **Alcances y Limitaciones del Proyecto**

- Se centró en un análisis simulado con datos de consumo reales.
- Válido solamente para empalme Victoria 500, debido a las condiciones de la simulación.
- Se considera que el precio de venta de la energía en el nodo no se verá afectado por la implementación de BESS.
- No considera límites de potencia en la barra de alimentación

### **1.3. Temario y Metodología**

La metodología se basó en modelación y simulación computacional. Inicialmente se realizó una revisión bibliográfica sobre tecnologías de almacenamiento, específicamente baterías. Luego se obtuvieron y analizaron datos de demanda eléctrica horaria de la Universidad para caracterizar el consumo. Posteriormente se desarrolló un modelo computacional en MATLAB/Simulink de un sistema BESS conectado a la red eléctrica de la Universidad. Sobre este modelo se implementó una optimización en YALMIP para minimizar costos actuales netos. Finalmente se simularon escenarios para cuantificar beneficios.

En cuanto el temario este se dividió en 8 capítulos, a continuación se presenta la estructura de este trabajo:

Capítulo 1.- Introducción, objetivos y alcances.

Capítulo 2.- Análisis detallado del marco regulatorio chileno contenido en la Ley de Almacenamiento N°21.105 y otras normativas relevantes. Revisión de legislación internacional sobre almacenamiento en países referentes. Identificación de vacíos legales y barreras.

Capítulo 3.- Análisis de los sistemas de almacenamiento de energía, incluyendo

baterías, hidrógeno, bombeo hidráulico, volantes de inercia, entre otros. Comparación de sus fundamentos físico-químicos, prestaciones, limitaciones, aplicaciones típicas, madurez tecnológica, costos e impactos ambientales.

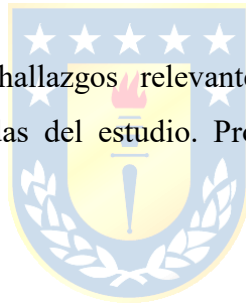
Capítulo 4.- Muestra la aplicación de sistemas BESS, incluyendo la Universidad de Concepción como cliente libre además de la situación actual en Chile en cuanto a los BESS.

Capítulo 5.- Modelo computacional en MATLAB/ YALMIP, supuestos y ecuaciones.

Capítulo 6.- Análisis comparativo de las diferentes tecnologías de baterías considerando viabilidad técnica y económica. Selección justificada de alternativa óptima para el caso de estudio.

Capítulo 7.- Evaluación crítica de resultados de simulaciones. Cuantificación de ahorros y comparación con situación base sin BESS. Discusiones sobre alcances, utilidad y limitaciones.

Capítulo 8.- Síntesis de hallazgos relevantes, conclusiones fundamentadas y recomendaciones prácticas derivadas del estudio. Propuestas concretas de investigación futura en la temática



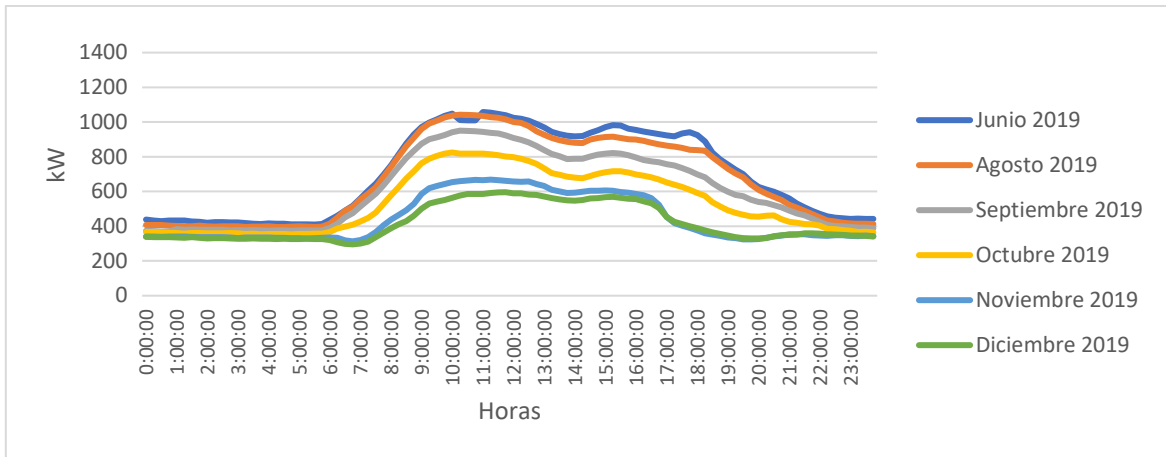
## 2. Marco Normativo y Regulaciones tanto chilenas como internacionales

### 2.1. Consumo Universidad de Concepción

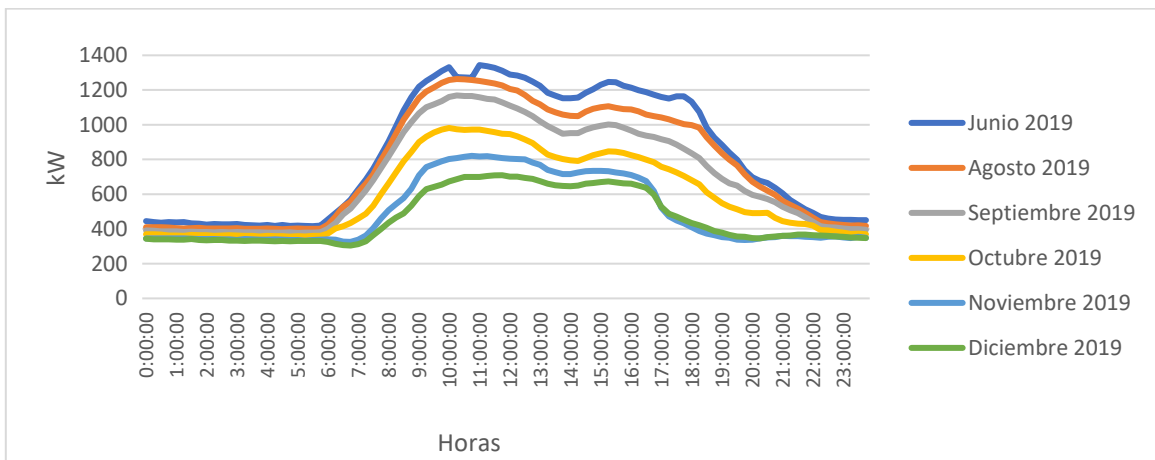
La estructura de costo de suministro eléctrico considera energía, potencia hora punta, potencia fuera de hora punta, transmisión, servicios públicos, cargos por servicios complementarios, costos fijos y peaje de energía. La Universidad de Concepción cuenta con un contrato con Enel generación, como cliente libre, la empresa CGE tiene la concesión de distribución de energía en la ciudad de Concepción. De tal manera que, los costos eléctricos para la Universidad de Concepción corresponden a peajes de distribución a CGE, además de los costos de suministros que corresponden a energía, potencia, transmisión, servicios complementarios, costos fijos.

En la Figura 2.1 para el empalme Victoria 500 se puede observar el promedio de perfil de demanda para el año 2019. Estos perfiles corresponden al promedio simple considerando días hábiles, no hábiles y ambos, estos perfiles denotan un incremento de la demanda de energía asociado a la jornada laboral, en los meses de invierno (junio y agosto). El promedio de la demanda es mayor, debido posiblemente a los requerimientos de calefacción, asociado a una disminución paulatina de la demanda en los meses más cálidos. En la Figura 2.1 se observa una reducción gradual de la demanda a partir de las 19 horas, llegando a su nivel basal cerca de las 22 horas.

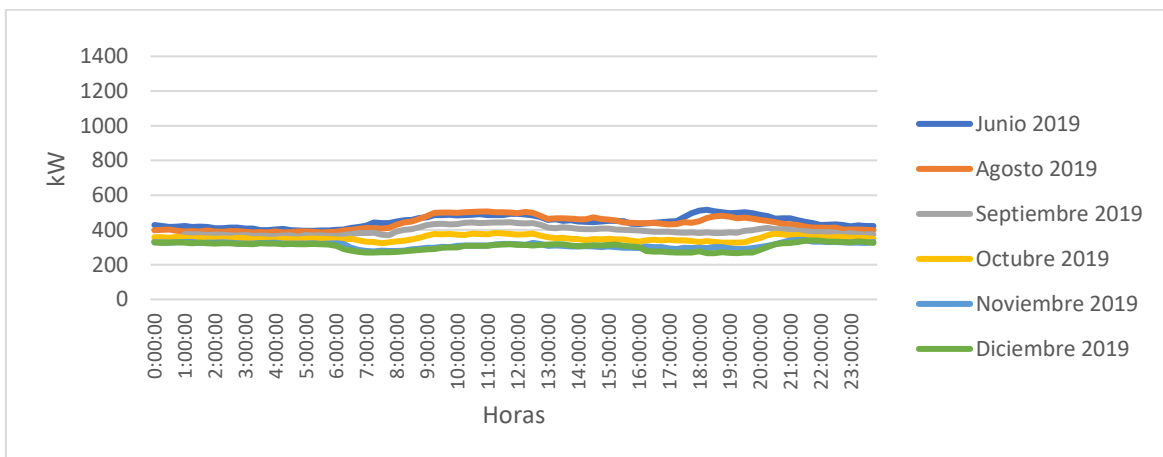
En la Figura 2.2 se puede observar la demanda para los días hábiles, este promedio de demanda sigue el perfil de demanda promedio (Figura 2.1). En la Figura 2.3 se observa el perfil de demanda de días no hábiles, en este caso el perfil mantiene un nivel basal con pequeñas variaciones asociadas a la estación del año.



**Figura 2.1 Perfil de demanda promedio, 2019**



**Figura 2.2 Perfil de demanda promedio día hábil, 2019**



**Figura 2.3 Perfil de demanda promedio día inhábil, 2019**

## 2.2. Costo de suministro

Según un contrato tipo de cliente libre [2], los costos por cliente libre se dividen en: facturación de empresa distribuidora (Dx) y facturación de empresa suministrador (Sx).

### 2.2.1 Facturación empresa distribuidora

Los costos de la empresa de distribución se dividen en los siguientes peajes [3]:

Cargo fijo mensual [\$/mes]: Cargo independiente del consumo para el mes de octubre de 2023 fue de \$1.617,48 [4].

Cargo por energía [\$/kWh]: Cargo por la energía por uso del sistema de distribución para el mes de octubre de 2023 fue de 4,452 \$/kWh [4].

Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución [\$/kW/mes]: Se calcula a través del promedio de las dos demandas más altas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se está facturando.

La demanda será monitoreada cada 15 minutos para determinar la demanda máxima de cada mes, para el mes de octubre de 2023 fue de 3.060,10 \$kW/mes [4].

Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes]: Se calcula promediando las 52 demandas más altas leídas en horas de punta en los últimos 12 meses, incluyendo el mes de facturación, para el mes de octubre de 2023 fue de 226,9 \$kW/mes [4].

Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución [\$/kW/mes]: Los cargos por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, facturarán de la siguiente manera [4]:

- i. Durante los meses que tienen hora punta (incluyendo el mes que se está facturando), se cobra el precio correspondiente a la demanda máxima de potencia efectivamente registrada en esas horas pico de ese mes.
- ii. Durante los meses que no tienen horas pico, se cobra el precio correspondiente al promedio de las dos demandas máximas más altas registradas en las horas pico

de los meses de periodo pico anterior. Es decir, se toman los meses previos que sí tuvieron horas pico y se promedian las dos lecturas más altas.

Para el mes de octubre de 2023 el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, fue de 2.040,00 \$kW/mes [4].

## 2.2.2 Contrato suministrador

Cargo por Energía [\$/kWh]: La energía que se negocia con Enel generación que según contrato se adquiere a precio marginal del nodo Charrua 220 kV. Que es el costo en que incurre el sistema eléctrico para producir una unidad adicional de electricidad en un momento dado, considerando la operación determinada por el CEN y las instrucciones emitidas por el Centro de Despacho y Control (CDC).

Cargo por demanda en horas punta [\$/kW]: Es el cargo por consumo en hora punta, se aplica el precio de potencia publicado en los decretos de precio nudo de corto plazo publicado en el diario oficial del correspondiente semestre, al promedio de las 52 máximas lecturas en periodos de punta. El precio nudo el segundo semestre de 2023 fue de \$5914,67 según el informe de precio nudo corto plazo emitido por la CNE [5].

Cargo Transporte de Electricidad [\$/kWh]: Los costos de transmisión son los costos por componentes gastos por transporte de electricidad y pérdidas en las líneas.

Los cargos de transmisión se dividen en las siguientes componentes que se pueden apreciar en los siguientes párrafos, los valores son los correspondientes a los publicados por la CNE para el segundo semestre de 2023 [6].

**1. Cargos asociados al Sistema de Transmisión Zonal para clientes regulados y libres:** Este cargo tiene un valor de 0,642 \$/kWh. Es un costo relacionado por el uso de los sistemas de transmisión de una zona específica.

**2. Cargo asociado al Sistema de Transmisión Nacional para clientes regulados y libres:** El cargo es de 3,066 \$/kWh. Está relacionado con el uso del sistema de transmisión de energía a nivel nacional.

**3. Cargo asociado a exenciones a que se refiere el numeral x. de la letra D. del artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N° 20.936 para clientes libres y regulados:**

Este cargo tiene un valor de 2,629 \$/kWh y está relacionado con exenciones específicas mencionadas en la ley N° 20.936.

**4. Cargo asociado a pagos por retiro a que se refiere el literal b) del numeral ix. de la letra D. del artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N° 20.936 para los clientes a que se refiere el numeral 2. del literal ix. de la letra D. del artículo vigesimoquinto de la Ley N° 20.936 (clientes no individualizados):** Este cargo tiene un valor de 3,628\$/kWh y está relacionado con pagos por retiro especificados en la Ley N° 20.936. Se aplica a un grupo específico de clientes según lo mencionado en la ley.

**5. Cargo asociado a infraestructura de servicios complementarios:** Este cargo tiene un valor de 0,21 \$/kWh y se refiere a costos relacionados con la infraestructura necesaria para proporcionar servicios complementarios que están presentes en sistema de transmisión.

Servicio Público: Presupuesto anual para financiar a las entidades de regulatorias eléctricas y estudios relacionadas al mismo, para el año 2023 fue de 3,412\$/kWh según la CNE en su informe de Cargo Público [7].

Cargo Mínimo Técnico [\$]: Cargo que asegura la operación segura del SEN, es calculado por el Coordinador Eléctrico Nacional, para el mes de octubre 2023 fue de 0,792 \$/kWh según la CEN en su página web [8].

Cargo por servicios complementarios (SSCC): Este cargo representa recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión y distribución para preservar la calidad de suministro. También lo calcula el Coordinador Eléctrico Nacional, para el mes de octubre 2023 fue de 5,4 \$/kWh según la CEN en su página web [9].

Cargo por Precio Estabilizado: Corresponde a la compensación destinada a PMGDs/PMGs que se encuentran bajo el régimen de precios estabilizados, por la diferencia entre el costo marginal real en la barra de inyección y el precio estabilizado respectivo, para el mes de octubre 2023 fue de 6 \$/kWh según la CEN en su informe monitoreo [10].

## 2.3. Proyección

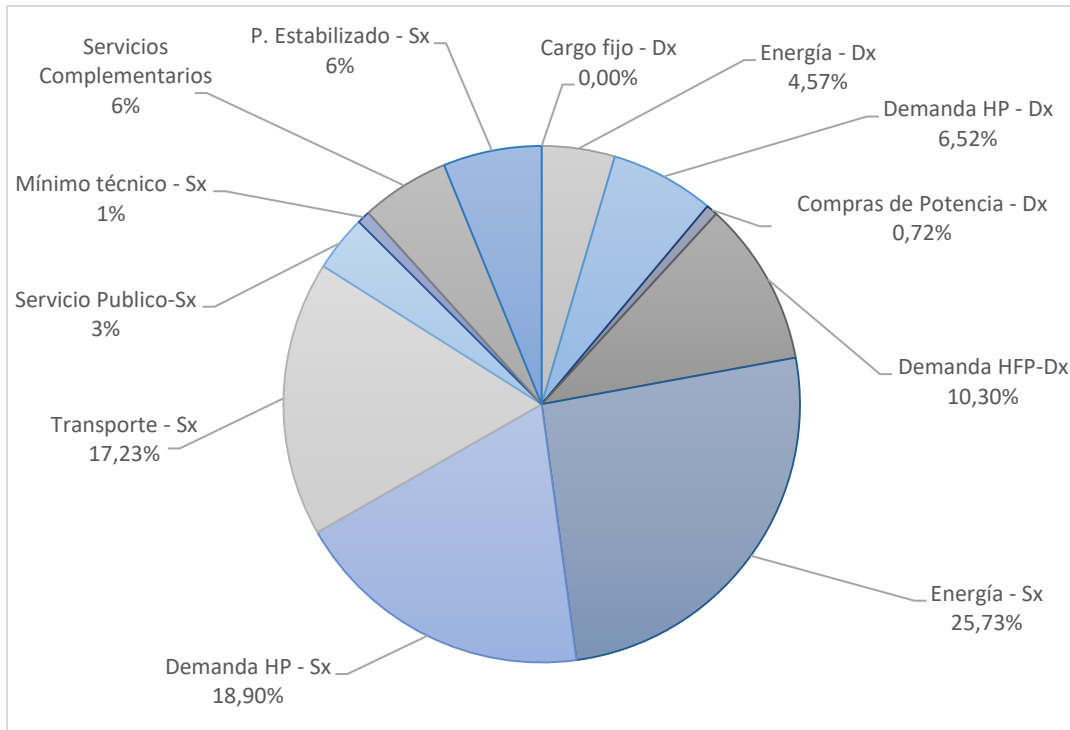
Con el objetivo de evaluar y proyectar los costos y/o beneficios del proyecto es necesario proyectar los consumos de suministro eléctrico del caso de estudio. Por la falta de datos históricos, se utilizará la tasa de proyección de crecimiento de cliente libre entregada por la CNE que se aprecia en la Tabla 2.1.

**Tabla 2.1 Tasa crecimiento anual consumo cliente libre [11]**

<b>Año</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>
Cliente libre	3,54%	3,14%	2,82%	0,09%	3,47%	3,63%	8,39%	2,80%	5,85%	1,73%
<b>Año</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>
Cliente libre	0,94%	2,94%	2,82%	1,62%	1,13%	1,69%	2,27%	4,57%	2,84%	3,91%

## 2.4. Estructura cargo, en la Universidad de Concepción

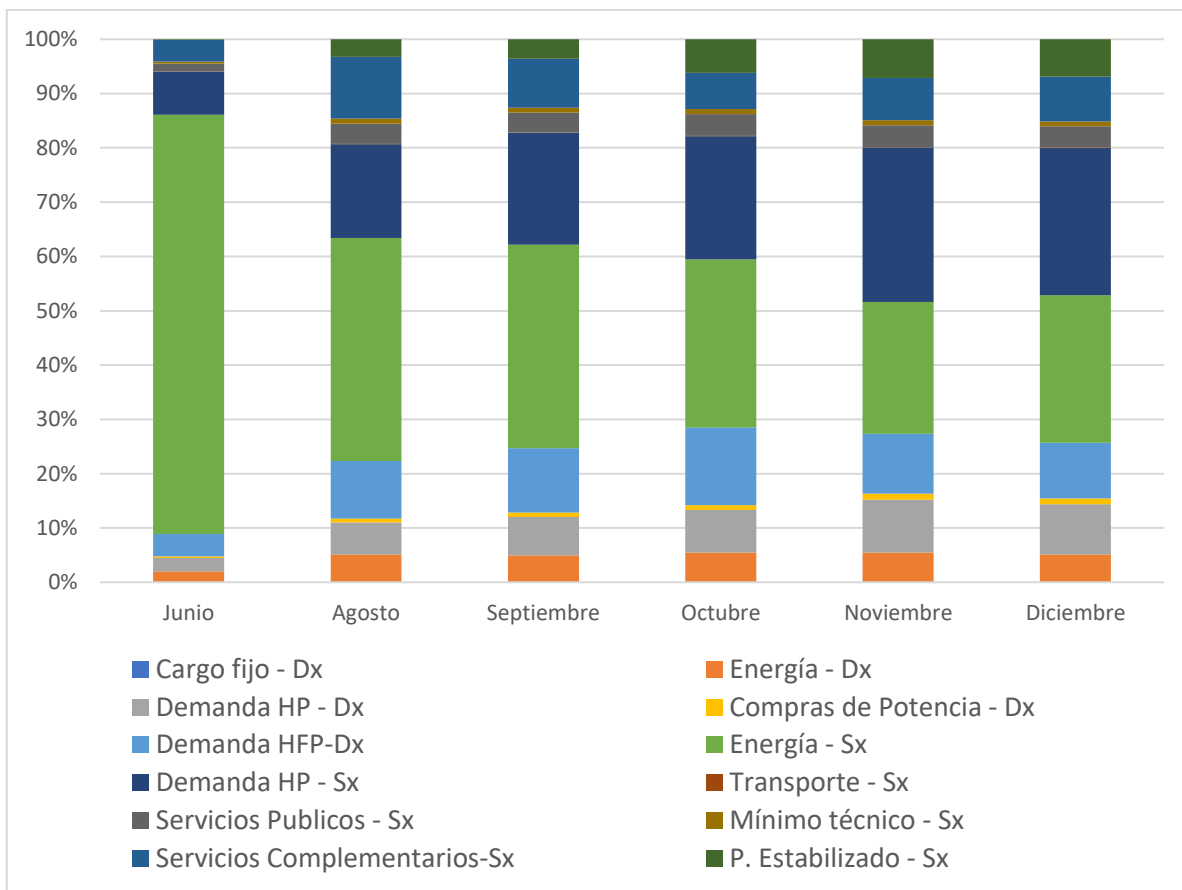
En el caso particular de la Universidad de Concepción empalme Victoria 500, a partir de los datos del consumo de la Universidad y datos públicos de CGE de peaje de distribución, se calcularon los datos costos de suministro eléctrico. Se estima que el costo de suministro asciende a la suma de \$39.075.634 en el mes de octubre de 2023, para la Universidad. En la Figura 2.4 se puede observar la estructura estimada de costo para la Universidad durante el mes de octubre, se aprecia que el costo de energía es la componente principal con un 25,73%, este costo es el principal componente en el costo total de suministro eléctrico. Le sigue el pago por potencia en hora punta Sx representa un 18,90% del costo total de suministro. El consumo de energía y potencia en hora punta se debería estudiar a fin de reducir el costo de suministro, considerando la utilización de sistemas de almacenamiento de energía. Lo anterior nos indica que la potencia y energía corresponde alrededor de un 44,63% del costo total de suministro eléctrico en la Universidad.



**Figura 2.4 Estructura porcentual de cargos en la Universidad de Concepción, para el mes de octubre de 2023**

La estructura porcentual de costos de suministro por mes junio a diciembre de 2019, se observa en la Figura 2.5, la participación porcentual mensual del concepto de energía, es el principal componente, explicando en conjunto más del 50% de los totales en todos los meses graficados, con un pico del 77% en junio debido al alto valor de la energía a precio marginal durante invierno lo que se aprecia posteriormente en la Figura 2.6 (Pág. 27).

Otros conceptos con relevancia considerable son la Demanda HP en sus versiones de distribución y de suministro, la suma de ambos componentes va del 10% al 30% según el mes, teniendo su peak en noviembre.



**Figura 2.5 Distribución porcentual de costos de suministro por mes junio a diciembre de 2019**

## 2.5. Sistema de Gestión de Energía

Un sistema de gestión energética (SGE) es una herramienta para mejorar el desempeño energético. Según la ISO 50.001 [12] se basa en los siguientes pasos:

**Planificar:** Consiste en comprender cómo se usa y gasta la energía en la organización. Esto permite fijar controles y metas para mejorar el desempeño energético.

**Hacer:** Se trata de implementar procesos regulares de control y mejora del uso de la energía.

**Verificar:** Es monitorear y medir el desempeño energético, comparando con las políticas y metas que se han fijado.

**Actuar:** Son las acciones que se toman, sobre la base de los resultados de la verificación, para seguir optimizando el uso de la energía.

La presente tesis solo se centrará en el la planificación, que consiste en analizar el uso y consumo de energía en una organización para identificar los usos significativos y las variables que los afectan y en el hacer en el sentido de buscar procedimientos para el mejoramiento de la gestión energética.

## **2.6. Regulación Chilena**

### **Decreto DS125-2019 [13]**

El actual decreto DS125-2019 establece que los sistemas de almacenamiento que se conecten al sistema eléctrico nacional estarán sujetos a la operación en función del Coordinador Eléctrico Nacional. Los sistemas de almacenamiento podrán participar en los siguientes mercados: infraestructura de transmisión, servicios complementario y arbitraje energético.

Los sistemas de almacenamiento no podrán ser comercializados con distribuidoras o clientes libres a menos que el sistema de almacenamiento sea una central con Almacenamiento por Bombeo

La potencia de los Sistemas de Almacenamiento y Centros de Almacenamiento por Bombeo serán valorizadas al Precio de Nudo de la Potencia a su respectiva barra.

### **Ley 21.505-2022 [1]**

La Ley 21.505 introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos para promover la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía al sistema eléctrico nacional.

No habrá distinciones entre el tipo de sistemas de almacenamiento. Además, se establece que los sistemas de almacenamiento tendrán un tratamiento similar a las generadoras en cuanto a su coordinación, operación, propiedad, medición y demás disposiciones aplicables.

Asimismo, se crea la categoría de "Sistema generación-consumo" para referirse a infraestructuras productivas con generación propia renovable, que se conectan a la red eléctrica solo para inyectar sus excedentes o retirar energía cuando lo requieran. Estos sistemas pagarán cargos solo por la energía retirada.

## **Diagnóstico y Plan de Trabajo DS125 [14]**

El decreto DS125-2019 establece reglas diferenciadas para la operación de las instalaciones de almacenamiento según sea su tipo y características como se expresó anteriormente entre sistemas de almacenamiento y almacenamiento por bombeo, esto cambiaría con la nueva ley, eliminando las distinciones entre los sistemas de almacenamiento.

El retiro de energía desde los sistemas de almacenamiento, actualmente se deben determinar a través de un proceso de coordinación iterativa entre el propietario de la batería y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Sin embargo, el futuro Decreto Supremo 70 actualmente (abril 2024) en trámite de toma de razón en la Contraloría General de la República, eliminará dicho proceso iterativo para establecer que será el propio propietario quien defina su programa de retiros.

En cuanto a las inyecciones, el reglamento plantea dos alternativas: 1) incorporar los sistemas de almacenamiento en el despacho de inyecciones, asignándoles un costo variable vinculado al costo de retiro de la energía previamente almacenada, o 2) determinar un "costo de oportunidad" de esa energía almacenada para luego definir su despacho, según la nueva la ley 21.505-2022 los sistemas de almacenamiento tendrán un trato equivalente a las generadoras

### **2.6.1 Almacenamiento**

Los sistemas de almacenamiento serán considerados como un generador más, desde el punto de vista de la remuneración. La modificación legal permite que tenga una remuneración igual o equivalente a la de un generador y en su relación con el sistema funcionan como un generador más [15].

Los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado.
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado. Este precio se obtiene a través de licitaciones.

- Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario.
- Precios estabilizados

#### A. **Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado**

Los grandes consumidores de electricidad son aquellos cuya potencia conectada supera los 5.000 kilovatios (kW) o aquellos clientes que posea una potencia entre 500 kW y 5000 kW que se declare cliente libre como en el caso de la universidad. Ellos pueden negociar libremente sus contratos de suministro eléctrico, sin atenerse a tarifas reguladas. Esta flexibilidad se basa en su capacidad de consumo y negociación.

El precio medio de mercado (PMM), es una de referencia de la industria, se calcula tomando como base los precios medios de los contratos reportados por las empresas generadoras a la Comisión Nacional de Energía (CNE). Esta métrica se establece en una ventana temporal de cuatro meses, finalizando tres meses antes de la publicación del PMM por parte del ente regulador.

En la Tabla 2.2 se observa que precios y consumos eléctricos en el mercado chileno entre marzo de 2022 y julio de 2023 muestra un importante incremento en los costos, tanto para los clientes libres como para las empresas distribuidoras.

Según la Tabla 2.2, el Precio Medio de Mercado (PMM) de los contratos de los clientes libres de la Sistema Eléctrico Nacional (SEN) pasó de 78,511\$/kWh en marzo de 2022 a 94,157 \$/kWh en julio de 2023. En el caso de las distribuidoras eléctricas reguladas por la SEN, el alza es similar: el PMM pasó de 81,013 \$/kWh a 125,920 \$/kWh en el mismo período.

**Tabla 2.2 Precio medio mercado sistema eléctrico nacional [16]**

Fecha de publicación de PMM	Ventana de 4 meses	Fijación de Precio de Nudo	PMM <sub>0</sub> SEN	PMM	Var% Respecto PMM Base	Energía VL SEN	PMM LP SEN	Energía LP SEN
01.03.2022	09.2021-12.2021	10.2021	69,071	79,465	15,0%	15,312	81,013	9,435
04.04.2022	10.2021-01.2022	04.2022	76,119	79,440	4,36%	15,394	79,876	9,558
03.05.2022	11.2021-02.2022	04.2022	76,119	80,610	5,90%	15,129	80,439	9,623
02.06.2022	12.2021-03.2022	04.2022	76,119	79,402	4,31%	15,694	80,327	9,787
05.07.2022	01.2022-04.2022	04.2022	76,119	79,410	4,32%	15,285	80,152	9,740
02.08.2022	02.2022-05.2022	04.2022	76,119	81,805	7,47%	14,641	79,841	9,837
01.09.2022	03.2022-06.2022	Indexación 09.2022	82,760	82,760	0,00%	15,534	79,813	10,357
05.10.2022	04.2022-07.2022	10.2022	79,410	86,883	9,41%	15,204	82,202	10,808
04.11.2022	05.2022-08.2022	10.2022	79,410	86,983	12,0%	15,586	84,197	10,104
01.12.2022	06.2022-09.2022	Indexación 12.2022	91,743	91,743	0,00%	15,442	86,004	10,912
04.01.2023	07.2022-10.2022	Indexación 12.2022	91,743	95,083	3,64%	15,313	88,403	10,532
01.02.2023	08.2022-11.2022	Indexación 10.2022-	91,743	96,041	4,68%	15,518	88,218	10,036
02.03.2023	09.2022-12.2022	Indexación 12.2022	91,743	96,569	5,26%	15,781	88,748	9,870
03.04.2023	10.2022-01.2023	04.2023	95,083	94,904	-0,19%	16,089	88,575	10,034
03.05.2023	11.2022-02.2023	04.2023	95,083	95,163	0,08%	15,905	89,319	10,100
05.06.2023	12.2022-03.2023	04.2023	95,083	93,194	-1,99%	16,125	89,213	10,255
05.07.2023	01.2023-04.2023	04.2023	95,083	106,496	12,00%	15,767	125,920	10,016
02.08.2023	02.2023-05.2023	Indexación 08.2023	105,138	105,138	0,00%	15,621	125,261	10,018
05.09.2023	03.2023-06.2023	Indexación 08.2023	105,138	103,358	-1,69%	15,780	124,473	10,312
04.10.2023	04.2023-06.2023	10.2023	106,496	101,997	-4,22%	15,514	123,512	10,548

\*Valor real a la fecha de publicación considerando el IPC el mes anterior a la señalada fecha.

## B. Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario

El cálculo del costo marginal horario de energía en un sistema eléctrico es un proceso dinámico que implica la determinación del costo incremental de producir un megavatio-hora (MWh) adicional una unidad en una hora específica.

Para el nodo de Charrúa con una tensión de 220 kV, se ha establecido un precio de nudo de energía de 53,347 \$/kWh y un precio de nudo de potencia de 5.914,67 \$/kW/mes, con un factor de penalización de potencia de 0,8318, según el Diario Oficial Núm. 3T.- Santiago, 29 de agosto de 2023 [17].

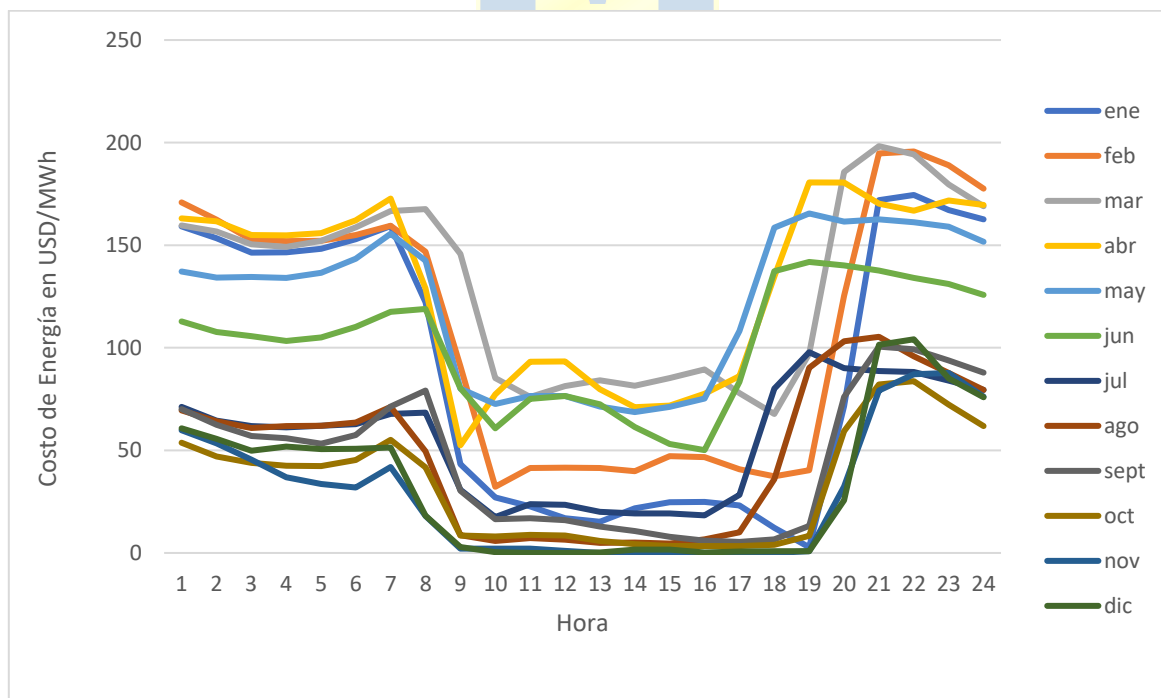
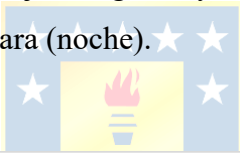
En la Tabla 2.3 se aprecia los precios nudos de corto plazo con sus respectivos nudos periodo de segundo semestre 2023 según el diario oficial. La Tabla 2.3 presentada, muestra los precios de los nudos de energía, se aprecia que los valores más altos se registran en el norte del país. En esa zona, nudos como Parinacota, Pozo Almonte y Tarapacá tienen los precios de energía y potencia más elevados, superando los 90 \$/kWh y 9.000 \$/kW al mes respectivamente.

**Tabla 2.3 Precio nudo de corto plazo segundo semestre 2023 [17]**

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
PARINACOTA	220	90.010	1.2937	9,199.10
POZO ALMONTE	220	91.920	1.2482	8,875.56
TARAPACA	220	88.070	1.2420	8,831.48
ANCOA	220	56.398	0.8647	6,148.61
<b>CHARRUA</b>	<b>220</b>	<b>53.347</b>	<b>0.8318</b>	<b>5,914.67</b>
COLBUN	220	56.403	0.8648	6,149.33
CANDELARIA	220	61.583	0.9914	7,049.54
HUALPEN	220	55.498	0.8565	6,090.31
LAGUNILLAS	220	55.555	0.8542	6,073.95
CAUTÍN	220	50.063	0.7628	5,424.04
TEMUCO	220	47.285	0.7546	5,365.73
RAHUE	220	48.782	0.9858	6,552.30
PUERTO MONTT	220	47.697	1.0000	6,646.68
MELIPULLI	220	47.698	1.0000	6,646.68
CHILOE	220	49.054	1.0083	6,701.85

En contraste, en la zona sur los precios son considerablemente más bajos. Nudos como Rahue, Puerto Montt, Melipulli y Chiloé registran precios de energía del orden de \$50/kWh y precios de potencia de \$6.500- \$7.000 kW/mes.

En la Figura 2.6 se aprecia el costo marginal horario de energía promedio para en nodo Charua 220kV en el año 2023. Se observa que el costo promedio de la energía eléctrica en USD/MWh por hora del día para cada mes del año 2023. Revela ciertos patrones: los costos tienden a ser más altos durante la noche. Durante el día en verano (9AM-6PM) la generación solar fotovoltaica probablemente alcanza sus niveles máximos, ayudando a satisfacer la demanda y reduciendo la necesidad de fuentes más costosas, lo que probablemente contribuye a la caída. En general parece haber una tendencia decreciente en el costo de la electricidad en el período analizado, indicando mejoras en eficiencia, integración de renovables y cambios en los patrones de demanda. El análisis muestra que sería interesante participar en el arbitraje energético ya que en ciertas horas la energía es muy barata (día) y horas en que en muy cara (noche).



**Figura 2.6 Costo marginal horario de energía año 2023 [18]**

### C. **PMGD a precio estabilizado**

De acuerdo al decreto 889 [19] Ministerio de Energía, establece el reglamento para los Medios de Generación de Pequeña Escala Distribuida (PMGD), que son aquellas centrales generadoras de energía eléctrica cuya capacidad máxima por unidad sea inferior a 9.000 kilowatts, que inyectan su producción a las redes de distribución eléctrica.

Se fija un precio estabilizado al cual los PMGD pueden vender su energía inyectada al sistema, el que se determina considerando costos de operación del sistema eléctrico. También se regula la forma en que se realizará la coordinación de la operación y el despacho de estos PMGD por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.

En la Tabla 2.4, se definen 6 intervalos temporales por día, cada uno con una duración de 4 horas, que en conjunto abarcan las 24 horas del día. La asignación de horas a estos intervalos se mantiene igual para todos los días, tanto hábiles como no hábiles.

**Tabla 2.4 Definición intervalos temporales segundo semestre 2023 [20]**

Numero de intervalo	Hora de inicio	Hora de término
1	0:00	3:59
2	4:00	7:59
3	8:00	11:59
4	12:00	15:59
5	16:00	19:59
6	20:00	23:59

En la Tabla 2.5 se muestran importantes variaciones entre los distintos intervalos temporales definidos para representar el comportamiento del sistema eléctrico. Se aprecia que en el intervalo 3 y 4, que comprende al periodo entre las 8 y las 16 horas, los nodos registran los menores precios estabilizados. Esto se explica por los más bajos costos marginales esperados en estas horas de baja demanda. En contraste, el intervalo 6, entre las 20 y 24 horas, presenta los mayores precios estabilizados, reflejando mayores costos marginales en las horas peak.

Adicionalmente, se observan diferencias relevantes en los precios estabilizados entre distintos nudos para un mismo intervalo temporal. Estas brechas se deben a las condiciones particulares de cada punto de suministro, como su ubicación geográfica.

**Tabla 2.5 Precio estabilizado Segundo semestre 2023 [20]**

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
PARINACOTA	220	128,842	101,763	27,159	24,611	67,905	150,759
POZO ALMONTE	220	125,094	99,593	27,503	24,611	66,662	146,564
TARAPACA	220	123,391	97,912	27,248	24,611	65,321	145,465
ANCOA	220	80,932	70,804	28,335	24,725	56,643	105,069
<b>CHARRUA</b>	<b>220</b>	<b>76,812</b>	<b>67,937</b>	<b>28,254</b>	<b>24,752</b>	<b>54,346</b>	<b>100,781</b>
COLBUN	220	80,934	70,805	28,335	24,725	56,645	105,079
CANDELARIA	220	84,610	73,030	28,447	24,731	59,685	114,819
HUALPEN	220	77,868	68,805	29,250	26,253	55,990	102,868
LAGUNILLAS	220	77,539	68,526	29,567	26,809	56,193	102,575
CAUTIÍN	220	75,892	68,100	28,489	24,740	53,834	95,355
RAHUE	220	61,542	57,965	40,932	40,256	54,926	80,277
PUERTO MONTT	220	61,626	56,275	40,109	39,480	54,222	79,977
MELIPULLI	220	61,627	56,276	40,110	39,480	54,223	79,979
CHILOE	220	62,731	57,462	40,878	40,165	54,445	81,086

## 2.7. Reglamento Norteamericano

La Orden 841 [21] emitida por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) en 2018 establece reformas para eliminar las barreras a la participación de los recursos de almacenamiento de energía en los mercados mayoristas operados por las Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO) y los Operadores Independientes del Sistema (ISO) en Estados Unidos.

Bajo esta orden, los recursos de almacenamiento como baterías pueden participar en los mercados mayoristas estos sean: potencia, energía y servicios auxiliares de las RTO/ISO. Esto les permite vender su capacidad de generación, energía inyectada a la red y servicios de respaldo como regulación de frecuencia y reserva rodante.

El propietario del sistema de almacenamiento decide en que horario va a inyectar energía a la red o en que horario va a retirar energía, esto en función de optimizar sus ingresos. Pueden gestionar su estado de carga y nivel de reserva directamente o confiar en las señales del operador del sistema.

No existen restricciones sobre la propiedad de estos recursos. Pueden ser desarrollados por empresas de servicios públicos, privados, clientes comerciales o industriales.

## **2.8. Reglamento Europeo**

De acuerdo al Reglamento (UE) 2019/943 [22] sobre relativo al mercado interior de la electricidad, los sistemas de almacenamiento de energía en la Unión Europea.

Los clientes libres pueden participar en los mercados eléctricos como "clientes activos" con sus baterías, sin discriminación. Con respecto a las generadoras esto les permite participar en el mercado mayorista, de balance, servicios auxiliares, respuesta a la demanda y mediante agregación. Esto debido a que se promueve el desarrollo de la respuesta de demanda y el almacenamiento como fuentes de flexibilidad claves para integrar renovables y descarbonizar al menor coste

Se permite la agregación de múltiples instalaciones de generación o demanda, incluyendo baterías, para participar en los mercados.

## **2.9. Reglamento Español**

Dado los objetivos de España de alcanzar el objetivo de incrementar la capacidad de almacenamiento de los 8,3 GW disponibles en 2021 a 20 GW en 2030 y a 30 GW en 2050 [23].

La participación de los sistemas de almacenamiento energético en los mercados eléctricos en España se ve limitada por la falta de un reglamento. Solo pueden participar en el mercado de servicios complementarios de transporte y distribución, además no existe una normativa clara para las baterías stand-alone.

Por último, la falta de rentabilidad de estos sistemas bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico también supone un desafío, siendo necesario el desarrollo de políticas específicas de apoyo que permitan impulsar esta tecnología.

### **3. Tecnologías de Almacenamiento**

---

#### **Definición**

El almacenamiento de energía consiste en capturar la energía producida en un momento dado para utilizarla en otro, con el fin de reducir los desequilibrios entre la demanda y la producción de energía. Implica convertir la energía eléctrica en otra forma más fácil de almacenar. Algunas formas comunes de energía son la electroquímica, química, el potencial gravitatorio, la temperatura elevada, y la energía cinética.

Los ESS son dispositivos o grupos de dispositivos utilizados para almacenar energía y suministrarla para su uso posterior. Desempeñan un papel crucial en el apoyo a las redes eléctricas, mejorando la eficiencia económica de los recursos de generación y permitiendo un uso mayor y más eficaz de los recursos energéticos renovables intermitentes, como la energía solar y eólica. Las ESS pueden incluir diversas tecnologías, como baterías, centrales hidroeléctricas de bombeo, almacenamiento de aire comprimido, volantes de inercia, condensadores y almacenamiento de energía magnética superconductora.

#### **3.1. Selección preliminar del sistema de almacenamiento**

Para la selección de un sistema de almacenamiento se tomaron en cuenta los siguientes sistemas de almacenamiento Baterías de fosfato de hierro y litio (LFP), Baterías de óxido de litio níquel, manganeso y cobalto (NMC), Baterías de litio óxido de níquel, cobalto y aluminio (NCA), Baterías de plomo-ácido, Baterías plomo-carbón, Flujo redox de vanadio, Baterías de zinc, Supercapacitores, Pseudocapacitores, Diabatic-CAES (D-CAES), Adiabatic-CAES (A-CAES), Isothermal-CAES (I-CAES), Pistón líquido (LP), Almacenamiento de energía por bombeo hidráulico (PHES), Almacenamiento de energía por gravedad (Gravity storage), Almacenamiento de hidrógeno, Aire líquido, Almacenamiento térmico

En base al anexo 1, se realiza Tabla 3.1 que indica el puntaje asignado entre 0 y 5 puntos en función de cada característica de operación a evaluar. Posteriormente en la Tabla 3.2 se procede a asignar puntaje a cada característica, a fin de seleccionar para este estudio aquellas mejor evaluadas.

**Tabla 3.1 Puntaje asignado a cada característica de operación de baterías**

Puntaje	1	2	3	4	5
Eficiencia	$X < 50$	$50 < X < 65$	$65 < X < 80$	$80 < x < 90$	$90 < x < 100$
Densidad de energía	$< 100$	100-200	100-200	200-300	$> 300$
Densidad de potencia	$< 100$	100-500	500-1000	1000-1500	$> 1500$
Ciclo de vida	$< 500$	500-1000	1000-2000	2000-5000	$> 5000$
Autodescarga	Muy alta	Alta	Mediana	Baja	Despreciable
Tiempo de respuesta	días	h	min-h	s-min	s
Madurez tecnológica	Prematura Investigación	Investigación madura	Nueva	En desarrollo	Madura
Espacio	Mucho	Considerable	Mediano	Poco	Despreciable
Aplicabilidad*	Muy alta	Alto	Moderado	Bajo	Muy bajo
Costo de inversión USD/kWh	$> 400$	300-400	200-300	100-200	100
Impacto ambiental	Muy negativo	Negativo	Neutro	Positivo	Muy positivo

\*La aplicabilidad se refiere a la factibilidad de instalar en la Universidad de Concepción

**Tabla 3.2 Evaluación de tecnologías de almacenamiento**

Tecnología	Eficiencia	Densidad de energía	Densidad de potencia	Ciclo de vida	Autodescarga	Tiempo de respuesta	Madurez tecnológica	Espacio	Aplicabilidad	Costo de inversión (USD/kWh)	Impacto ambiental	Puntaje Total
Baterías de fosfato de hierro y litio (LFP)	5	3	5	5	5	5	5	4	5	5	5	52
Baterías de óxido de litio níquel, manganeso y cobalto (NMC)	5	3	5	4	5	5	5	4	5	3	3	47
Baterías de plomo-ácido	5	3	5	3	5	5	4	4	5	2	3	44
Baterías plomo-carbón	5	1	2	2	2	3	4	3	5	4	2	33
Flujo redox de vanadio	3	1	1	5	4	3	4	2	5	1	4	33
Baterías de zinc	3	2	1	3	3	3	4	3	5	2	2	31
Supercapacitores	4	2	3	5	3	4	3	3	4	2	4	37
Pseudocapacitores	4	2	3	5	3	4	3	3	4	2	4	37
Diabatic-CAES (D-CAES)	2	3	3	4	3	3	4	3	3	3	2	33
Adiabatic-CAES (A-CAES)	4	3	3	3	3	3	3	2	4	2	4	34
Isothermal-CAES (I-CAES)	3	3	2	3	3	3	2	3	3	2	4	31
Pistón líquido (LP)	2	4	4	3	4	3	2	4	3	2	3	34
Almacenamiento de energía por bombeo hidráulico (PHES)	4	5	2	4	4	5	5	4	1	3	4	41
Almacenamiento de energía por gravedad (Gravity storage)	1	2	3	3	5	3	3	3	1	4	3	31
Almacenamiento de hidrógeno	4	2	1	3	4	5	4	2	1	2	5	33
Aire líquido	2	4	4	3	4	3	2	4	3	2	3	34
Almacenamiento térmico	4	2	3	4	3	3	5	3	1	4	3	35

De acuerdo a la evaluación en la tabla 3.2, se consideran en este estudio las baterías de batería de LFP, batería de NMC y batería de plomo ácido.

### **3.2. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía**

Las principales aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) en el sistema de energía incluyen:

Regulación de frecuencia: Los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) desempeñan un papel crucial en la provisión de servicios de regulación de frecuencia en el sistema eléctrico. Estos sistemas son altamente adecuados para proporcionar servicios de regulación de frecuencia debido a su capacidad de respuesta rápida.

Existen varios servicios de regulación de frecuencia, cada uno con características específicas en cuanto a tiempos de activación, respuesta y sostenimiento. Algunos de estos servicios incluyen la contención de frecuencia, la restauración automática de frecuencia, la restauración manual de frecuencia y la reserva de reemplazo, entre otros.

Soporte de voltaje: El soporte de voltaje es fundamental para mantener los niveles de voltaje dentro de límites aceptables durante fluctuaciones o para prevenir violaciones de límites en el sistema eléctrico. Con la creciente penetración de generación renovable variable, es crucial contar con soluciones efectivas para contrarrestar las fluctuaciones de voltaje en ciertos nodos.

Arranque en negro: El arranque en negro es una aplicación crítica de los BESS que desempeña un papel fundamental en la restauración del funcionamiento del sistema eléctrico luego de un apagón total. Esta aplicación permite reiniciar centrales de generación que no pueden arrancar por sí solas después de un apagón, proporcionando la energía de arranque necesaria. Los BESS proveen la energía requerida para energizar los sistemas auxiliares y facilitar la sincronización de generadores, lo que resulta en la restauración efectiva del sistema eléctrico.

Suavizado de energía renovable: Los BESS se utilizan junto a recursos renovables variables como solar y eólica para suavizar su producción y entrega de energía.

Arbitraje energético: El arbitraje energético ha surgido como una aplicación prometedora de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) en los sistemas eléctricos modernos. Esta práctica aprovecha las variaciones en los precios de la electricidad a lo largo del tiempo para obtener beneficios económicos a través de la compra de energía cuando los precios son bajos y la venta cuando los precios son altos.

Diversos estudios han investigado [24] [25] estrategias óptimas de control y operación de BESS orientadas al arbitraje energético. Estas estrategias requieren de un adecuado pronóstico de precios de electricidad y la optimización de los ciclos de carga y descarga de las baterías para maximizar las ganancias. Además de proporcionar el servicio de arbitraje, los BESS pueden entregar servicios adicionales al sistema como regulación de frecuencia y respuesta a la demanda.

### 3.2.1 **Situación particular: Universidad de Concepción**

La Universidad de Concepción, al ser un cliente libre, tiene la opción de implementar BESS principalmente con fines de optimización económica y balance de energía según sus necesidades internas. Las aplicaciones posibles son:

Arbitraje energético: La Universidad de Concepción puede aprovechar las variaciones horarias de los precios spot para comprar energía cuando es más económica, almacenarla en BESS y utilizarla o vender los excedentes cuando los precios sean mayores.

Reducción de consumos en horario punta: Los BESS también pueden ser cargados en horarios de baja demanda y precios para cubrir picos de consumo en horas punta, disminuyendo la factura eléctrica.

Respaldo ante cortes de suministro: Los BESS pueden entregar suministro de respaldo para servicios críticos de la Universidad de Concepción durante algunos minutos o horas en caso de interrupciones eléctricas.

En cuanto a aplicaciones de carácter sistémico, la Universidad de Concepción no podría participar en la provisión de servicios como regulación de frecuencia, soporte de voltaje o arranque en negro. Estas aplicaciones dependen de los requerimientos y topología particulares del sistema eléctrico.

En conclusión, las opciones actuales para la Universidad de Concepción se limitan a aquellas aplicaciones BESS que le permiten optimizar sus balances, costos e ingresos energéticos como cliente libre del sistema eléctrico. No aplican usos relacionados con la operación global del sistema.

### 3.3. Almacenamiento de energía en Chile

Los sistemas de almacenamiento de energía en Chile son principalmente del tipo BESS de litio. Esto se debe a varias ventajas clave que presenta esta tecnología:

- Precio competitivo: Los costos de los sistemas BESS de litio ha disminuido cerca de un 80% en la última década y se espera que sigan bajando a una tasa de alrededor del 14% en 2023 [26].
- Alta vida útil: Las baterías de litio tienen un gran número de ciclos, típicamente entre 5,000 y 10,000, antes de degradarse significativamente, permitiéndoles operar por unos 10-20 años.
- Fácil instalación: Los sistemas BESS son modulares y relativamente sencillos de ensamblar e instalar.
- Seguridad: En comparación con otros tipos de baterías, la tecnología de iones de litio ofrece buenos niveles de seguridad si se opera adecuadamente.
- Riesgo: El sobrecalentamiento si no se opera adecuadamente, lo que puede provocar incendios. Requiere sistemas activos de refrigeración, aumentando la complejidad.

La combinación de estas ventajas explica que la gran mayoría de los proyectos de almacenamiento en Chile utilicen sistemas BESS de litio, contribuyendo al crecimiento de instalaciones híbridas como independientes.

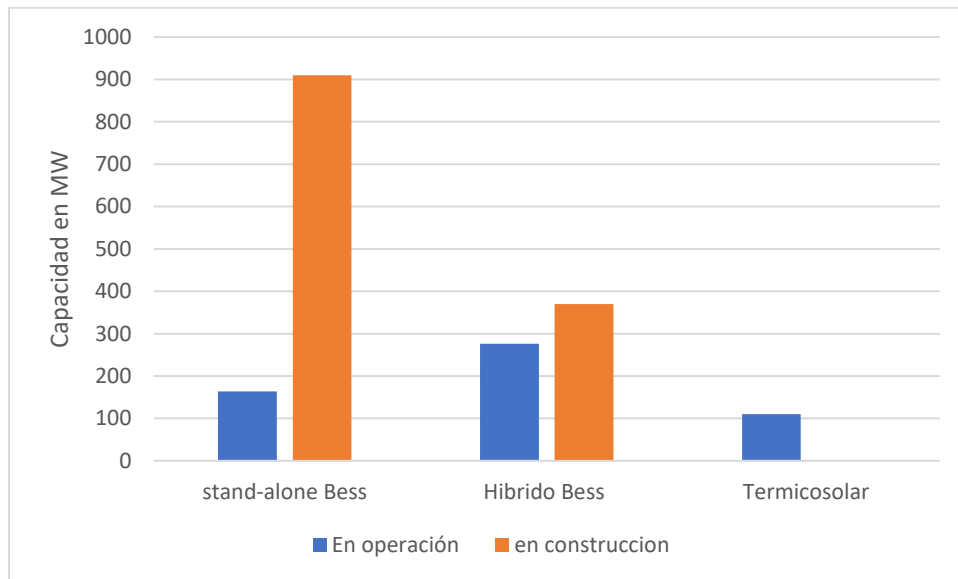
En cuanto a la situación actual, el almacenamiento en Chile se divide en:

- Almacenamiento BESS stand-alone: Son 163,9 MW en operación y 910 MW en construcción.
- Almacenamiento térmico: Se calientan sales con energía solar a través de espejos almacenado en forma de calor la energía solar, hay 110 MW en operación

- Almacenamiento BESS híbrido: 276,1 MW híbrido en operación y 370 MW en construcción.

Hay una gran cantidad de proyectos stand-alone en desarrollo, atribuido a que su regulación es más reciente. En construcción hay más proyectos híbridos, debido a que este modelo lleva más tiempo en el mercado chileno. En la Figura 3.1 se observa la distribución de la capacidad de los proyectos y sus estados de desarrollo en mayo de 2024 [27].

Efectivamente, se aprecia una tendencia creciente en el desarrollo de proyectos de almacenamiento independientes en Chile, impulsada por regulaciones más recientes. El almacenamiento híbrido sigue dominando la capacidad actualmente en construcción [28].



**Figura 3.1 Sistema de almacenamiento chileno, 2024 [29]**

## 4. Aplicación de BESS

---

En la bibliografía se encuentra una variedad de casos de estudio de aplicación de BESS, así como su aplicación gestión y evaluación económica

### 4.1. Casos de estudio

Kang et al. [25], Kelly y Leahya [30] y Talluri et al. [31] condujeron investigaciones centradas en estrategias para la implementación efectiva de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) en entornos urbanos y comunidades de energía renovable. Si bien cada estudio posee sus particularidades, el objetivo que los relaciona es aprovechar el potencial de los BESS para viabilizar un intercambio energético inteligente, reducir huella de carbono, optimizar autoconsumo, disminuir costos eléctricos e inyectar excedentes renovables al sistema eléctrico de modo estable.

Específicamente, Kang et al. [25] realizaron una revisión bibliográfica sobre la integración de BESS en contextos urbanos, identificando la limitación de las tecnológicas, así como las actuales complicaciones en los marcos regulatorias. Para lo cual presentaron recomendaciones para promover el intercambio de energía con la red en la trama urbana, gestionar la generación distribuida y desarrollar sistemas de gestión energética anclados en BESS.

Por su parte, Kelly y Leahya [30] diseñaron una estrategia de control de carga para sistemas de almacenamiento a nivel de vecindarios, logrando mejoras significativas en la estabilidad de frecuencia. Además, exploraron un esquema de cooperación entre baterías de diferente escala, potenciando sus beneficios.

Finalmente, Talluri et al. [31] desarrollaron algoritmos de optimización para gestionar baterías en comunidades solares, permitiendo aumentar los ingresos de los consumidores-generadores.

Cada uno de estos estudios aporta visiones y soluciones particulares, todos coinciden en la necesidad una mayor investigación en torno a las aplicaciones que tiene los BESS para

descarbonizar el sistema eléctrico, optimizar autoconsumo e inyectar renovables de modo estable.

Asimismo, sus propuestas ejemplifican los beneficios técnicos y económicos que vienen acompañados de la implementación de BESS, considerando su participación para entregar servicios de gestión y participar en mercados eléctricos. Estos conocimientos pueden orientar la implementación de BESS en clientes comprometidos con la transición energética, como la Universidad de Concepción.

## 4.2. Aplicaciones

Chang et al. [32], diseñaron e implementaron un BESS en microrredes de corriente continua, relevante para manejar la variabilidad de las fuentes renovables. Describieron la estructura del circuito propuesto y los controladores de tensión y corriente, validando el rendimiento del BESS para garantizar una distribución estable y confiable. Zhuang and Liang [33], propusieron un sistema de gestión de energía jerárquico y descentralizado para BESS residenciales, logrando reducir costos energéticos, aumentar la efectividad del sistema de distribución y permitir alta penetración de BESS.

Mahmoud et al. [34] plantearon un sistema de gestión de energía para minimizar carga desechada en sistemas multi-microrred, reduciendo significativamente las pérdidas de carga. Pernía Caro. [35] estudió los efectos financieros de incluir baterías en sistemas de distribución, demostrando ahorros por inversiones diferidas, reducción de equipos reactivos, pérdidas y costos.

Faunce et al. [36] revisaron los desafíos de almacenamiento masivo con baterías, siendo una solución viable para redes con renovables variables, mejorando seguridad y eficiencia. Zhou et al. [37] estudiaron sistemas de gestión de microrredes múltiples interconectadas, entregando estrategias para aumentar resiliencia, útiles en el diseño de sistemas de gestión en microrredes con baterías.

Finalmente, Akpınar et al. [38] crearon un método para contabilizar ciclos de carga y descarga de baterías, permitiendo estimar vida útil y controlar la carga según impacto en el ciclo de vida, maximizando el ahorro de costos.

En conjunto, estos estudios entregan conocimientos y estrategias en el uso y gestión de baterías que pueden guiar la implementación de BESS en un cliente libre sin generación propia como la Universidad de Concepción. Ayudan a dimensionar, operar y administrar los BESS para optimizar su funcionamiento y vida útil, reducir costos del sistema eléctrico, mejorar la confiabilidad y eficiencia, y aprovechar mejor las fuentes renovables variables. Esto respalda la decisión de adoptar estas tecnologías de almacenamiento.

### **4.3. Gestión**

Reihani et al. [39] demostraron la eficacia de BESS para reducir la carga máxima y suavizar la curva de potencia, lo anterior podría mejorar la integración de fuentes renovables intermitentes y la operación de la red de distribución para un cliente libre. Lawder et al. [40] enfatizaron la importancia de mejorar el diseño y la arquitectura de los sistemas BESS, incluidos sistemas avanzados de gestión de baterías, para permitir un control y una respuesta más efectivos. Sreekumar y Malik [41] desarrollaron una herramienta de software para evaluar la viabilidad económica y optimizar la gestión energética de BESS a lo largo de su vida útil. Akpınar et al. [42] analizaron aplicaciones a gran escala de BESS y enfatizaron la importancia de desarrollar técnicas avanzadas de gestión energética y control operativo para maximizar los beneficios, algo clave para un proyecto BESS exitoso en un cliente como la Universidad de Concepción.

En conjunto, estos estudios destacan la importancia de un diseño e implementación cuidadosos, incluidos sistemas avanzados de gestión de baterías, controles y optimización de la gestión energética, para maximizar los beneficios económicos y técnicos. Esta información sería invaluable para guiar un proyecto BESS exitoso para la Universidad de Concepción u otro cliente similar.

### **4.4. Análisis bibliográfico**

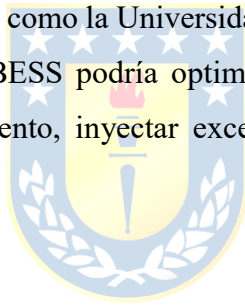
Se ha abierto una nueva perspectiva para la implantación de sistemas de almacenamiento en las redes de distribución en base a la Ley de Almacenamiento N°21.105 de noviembre de 2022. Bajo la perspectiva de la eficiencia en la gestión de la energía, el objetivo es maximizar las ventajas económicas de los Sistemas de Almacenamiento de

Energía en Baterías (BESS) mediante una gestión optimizada tanto de la carga como de la descarga para el autoconsumo y la inyección de energía en la red.

Esto se aborda desde la perspectiva de los usuarios finales y las entidades implicadas en el sector energético, constituyendo un elemento clave en la búsqueda de un enfoque energético sostenible y económicamente viable. Sin embargo, este escenario presenta retos que requieren evaluación y respuesta adecuada. Es necesario analizar el impacto de estos sistemas de almacenamiento en la operatividad de las redes de distribución y en la experiencia de los usuarios finales, que pueden actuar como consumidores o como actores en la cadena de suministro.

Al mismo tiempo, se plantea la interrogante de cómo optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles, tanto desde la perspectiva individual como desde el escenario de las empresas de generación, distribución y comercialización.

En el caso de un cliente libre como la Universidad de Concepción, que no cuenta con autogeneración, la instalación de BESS podría optimizar el consumo energético, reducir costos a través del autoabastecimiento, inyectar excedentes a la red y generar ingresos adicionales.



## 5. Modelo

---

Para evaluar el impacto que tendría un sistema de gestión energético mediante batería, en el empalme Victoria 500 de la Universidad de Concepción, se ha desarrollado un modelo que posteriormente fue optimizado en función de dar la mayor rentabilidad utilizando la caja de herramientas MATLAB/YAMIP [43]. Esto permitió determinar el tamaño óptimo y la modalidad de operación de un sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) en la infraestructura eléctrica de la universidad. La función objetivo minimizó los costos de operación de la universidad, el costo actual neto de la instalación y operación de BESS durante la vida útil del sistema, teniendo en cuenta el gasto de capital, los ingresos por ventas de electricidad. Las restricciones garantizaron un funcionamiento fiable y evitaron el sobredimensionamiento. Se usó un sistema de variable discreta ya que los datos entregados son cada 15 minutos.

### 5.1. Planteamiento del programa

T: tiempo de pasos (en este caso  $15\text{min}=0,25\text{ h}$ )

#### 5.1.1 Variable a optimizar de decisión

- *Erated*: El potencial total de almacenamiento de energía de la batería, medido en kWh. Entre mayor, más energía puede almacenar.
- *Prated*: La potencia máxima de carga o descarga de la batería, medida en kW.
- *E*: La energía total almacenada en un momento dado, medida en kWh. Depende de la capacidad y del estado de carga.
- *Pc*: Potencia de descarga, la potencia absorbida por la batería durante la carga, medida en kW
- *Pd*: La potencia entregada por la batería durante la descarga, medida en kW.
- *Pgrid\_comparada*: Potencia tomada de la red
- *Pgrid\_vendida*: Potencia inyectada a la red.

- *P\_max\_horario\_punta\_suministro*: La demanda en horas punta de las 52 máximas lecturas en periodos punta.
- *P\_max\_promedio\_fuera\_horario\_punta*: demanda máxima de potencia suministrada corresponde promedio de las 2 más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses. La demanda máxima de potencia leída del mes es el valor más alto de las demandas integradas en períodos de 15 minutos.
- *P\_compra\_de\_potencia*: La potencia de facturación por compra corresponderá al promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses
- *P\_max\_horario\_punta\_distribucion*: precio Durante los meses con horas punta correspondiente a la demanda máxima de ese mes en hora punta. Durante los meses sin horas punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las 2 mayores demandas máximas registradas en los meses de punta anteriores.



### 5.1.2 Datos

- *Precio\_compra\_energia*: se refiere al precio por kilovatio-hora (kWh) de la electricidad de la red. Esto proporciona un factor de costo.
- *Precio\_venta\_energia*: precio marginal horario, el acordado con la empresa de distribución o cliente libre a la cual se va vender la energía en kilovatio-hora (kWh)
- *Precio\_potencia*: El precio que se entregará por tener potencia disponible para la inyectar.
- *HP\_Dx*: Es el precio en \$/kW/mes por potencia máxima consumida en hora punta por distribuidora
- *Precio\_Compra\_de\_potencia*: Es el precio \$/kW/mes por la potencia de facturación por compra corresponderá al promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses

- *HP\_SX*: Es el precio en \$/kW/mes de nodo corto plazo del correspondiente mes
- *HFP\_Dx*: Es el precio en \$/kW/mes por potencia máxima consumida fuera de hora punta
- *Costo\_sumistro\_electrico*: Costo por kWh de energía consumida de la red, incluye peaje de energía, transmisión, Servicio Público, Mínimo técnico, servicios complementarios y Precio Estabilizado.
- *Costos\_fijos*: Son costos que son invariables en el tiempo de la compañía de suministro
- *CE*: Precio batería por capacidad
- *CP*: Precio batería por potencia
- *Precio\_mantenición*: Costos mantenimiento por año
- *Demanda*: La potencia consumida por la universidad



### 5.1.3 Parámetros

- Eficiencia de la batería (*ef\_bat*): la eficiencia de ida y vuelta de la batería durante la carga y descarga. Esto afecta la cantidad de energía de la red que se pierde a través de la batería.
- Potencia máxima/mínima de la red (*Pgrid\_max*): restricciones sobre la cantidad de energía que se puede extraer o devolver a la red, en kilovatios (kW). Esto limita la cantidad de demanda que se puede satisfacer directamente desde la red.

### 5.1.4 Función a minimizar

La función a minimizar estará dada por los costos asociados de la compra y suministro de energía.

**Tabla 4.1 Resumen Modelo**

<b>Definición de cada Elemento</b>	<b>Elementos de la función objetivo</b>
Costo energía comprada en un instante dado	$P_{grid\_comprada}(k) \cdot Precio\_compra\_energia \cdot T$
Costos de abastecimiento de energía	$P_{grid\_comprada}(k) \cdot Costo\_sumistro\_electrico \cdot T$
Costo energía vendida instante dado	$P_{grid\_vendida}(k) \cdot Precio\_venta(k) \cdot T$
Pago por potencia	$Precio\_potencia \cdot Prated \cdot N\_en\_meses$
Costos Fijos	$Costo\_fijos \cdot N\_en\_meses$
Costos por demanda hora punta suministradora	$HP\_Sx \cdot P\_max\_horario\_punta\_suministro \cdot N\_en\_meses$
Costos por demanda hora fuera de hora punta distribuidora	$HFP\_Dx \cdot P\_max\_promedio\_fuera\_horario\_punta \cdot N\_en\_meses$
Costos por demanda hora punta distribuidora	$HP\_Dx \cdot P\_max\_horario\_punta\_distribucion \cdot N\_en\_meses$
Compra de potencia	$HP\_Sx \cdot Precio\_Compra\_de\_potencia \cdot N\_en\_meses$
Costos mantenimiento BESS	$Precio\_mantención \cdot N\_en\_años$
Costo inversión BESS	$E\_rated \cdot CE + P\_rated \cdot CP$

Entonces la función objetivo será la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{objetive} = \min \sum_{k=0}^N & P_{grid\_comprada}(k) \cdot \text{Precio\_compra\_energia} \cdot T \\
 & + P_{grid\_comprada}(k) \cdot \text{Costo\_sumistro\_electrico} \cdot T \\
 & - P_{grid\_vendida}(k) \cdot \text{Precio\_venta}(k) \cdot T \\
 & - \text{Precio\_potencia} \cdot \text{Prated} \cdot N_{en\_meses} \\
 & + \text{Costo}_{fijos} \cdot N_{en\_meses} \\
 & + HP_{Sx} \cdot P_{max\_horario\_punta\_suministro} \cdot N_{en\_meses} \\
 & + HFP_{Dx} \cdot P_{max\_promedio\_fuera\_horario\_punta} \cdot N_{en\_meses} \\
 & + HP_{Dx} \cdot P_{max\_horario\_punta\_distribucion} \cdot N_{en\_meses} \\
 & + HP_{Sx} \cdot \text{Precio\_Compra\_de\_potencia} \cdot N_{en\_meses} \\
 & + E_{rated} \cdot CE + P_{rated} \cdot CP \\
 & + \text{Precio\_mantención} \cdot N_{en\_año}
 \end{aligned}$$

**Ec. 4.1**

Siendo N el tiempo del proyecto en horas

### 5.1.5 Ecuaciones que rigen este modelo

Las ecuaciones que rigen el modelo están determinadas por el balance de potencia, el estado de carga de la batería y condiciones propias del modelo.

Balance de potencia

$$Pc(k) - Pd(k) + \text{demanda}(k) = P_{grid\_vendida}(k) + P_{grid\_comprada}(k) \quad \text{Ec. 4.2}$$

El estado de carga de la batería

$$E(k+1) = E(k) + Pc(k) \cdot T \cdot ef_{bat} - Pd(k) \cdot T / ef_{bat} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Condición física: La batería no se puede cargar y descargar a la vez

$$Pc(k) \cdot Pd(k) = 0 \quad \text{Ec. 4.4}$$

Condición de modelo: No se puede vender y comprar energía a la vez

$$Pgrid\_vendida(k) \cdot Pgrid\_comprada(k) = 0 \quad \text{Ec. 4.5}$$

### 5.1.6 Desigualdades

Las desigualdades corresponden a restricciones del modelo

- Restricción de potencia de carga: La potencia de carga no puede ser mayor a la potencia nominal

$$0 \leq Pc(k) \leq Prated \quad \text{Ec. 4.6}$$

-Restricción de potencia de descarga: La potencia de descarga no puede ser mayor a la potencia nominal

$$0 \leq Pd(k) \leq Prated \quad \text{Ec. 4.7}$$

-La potencia tomada por la red debe ser menor al máximo permitido físicamente por la red

$$0 \leq Pgrid\_vendida(k) \leq Pgrid\_max\_retiro \quad \text{Ec. 4.8}$$

-La potencia que se puede inyectar a la red debe ser menor al máximo permitido físicamente por la red

$$0 \leq Pgrid\_comprada(k) \leq Pgrid\_max\_inyección \quad \text{Ec. 4.9}$$

-El estado de carga de la batería no puede ser menor al mínimo recomendado ni mayor a la capacidad nominal de la batería

$$Fd * Erated \leq E(k + 1) \leq Erated \quad \text{Ec.4.10}$$

Fd: fracción mínimo recomendado de descarga de la batería sin dañarse.

### 5.1.7 Linealización

Debido a la existencia de ecuaciones no lineales en el modelo propuesto se procede a linealizar las ecuaciones 4.4 y 4.5

Para lo cual se declara variables binarias auxiliares:  $\alpha(k)$ ,  $\beta(k)$ ,  $\gamma(k)$ ,  $\varepsilon(k)$ . A

continuación, se presenta la linealización de las ecuaciones 4.4 y 4.5

$$Pc(k) \cdot Pd(k) = 0 \quad \text{Ec.4.4}$$

$$Pgrid\_vendida(k) \cdot Pgrid\_comprada(k) = 0 \quad \text{Ec.4.5}$$

Como  $Pc(k)$  y  $Pd(k)$  están presentes en las desigualdades (Ec. 4.6 y Ec. 4.7), se multiplica los límites de la desigualdad por una variable binaria y se definen que las variables binarias no pueden ser 1 a la vez

$$0 \leq Pc(k) \leq Prated * \alpha(k) \quad \text{Ec. 4.11}$$

$$0 \leq Pd(k) \leq Prated * \beta(k) \quad \text{Ec. 4.12}$$

$$\alpha(k) * \beta(k) \leq 0 \quad \text{Ec. 4.13}$$

Como  $Pgrid\_vendida(k)$  y  $Pgrid\_comprada(k)$  están presentes en las desigualdades (Ec. 4.8 y Ec. 4.9), se multiplica los límites de la desigualdad por una variable binaria y se define que las variables binarias no pueden ser 1 a la vez.

$$0 \leq beneficio(k) \leq Pgrid\_max\_retiro * \gamma(k) \quad \text{Ec. 4.14}$$

$$0 \leq costos(k) \leq Pgrid\_max\_inyección * \varepsilon(k) \quad \text{Ec. 4.15}$$

$$\gamma(k) \cdot \varepsilon(k) \leq 0 \quad \text{Ec. 4.16}$$

### 5.1.8 Grados de libertad

Para determinar si el modelo es optimizable se requiere revisar el número de grados de libertad, debido a que si este presenta un grado diferente a 1 no podría encontrarse solución o es un modelo exacto que no se podría optimizar.

Lo primero que se hizo fue determinar la cantidad de incógnitas que tiene el modelo en este caso 5

Nº incógnitas / cada 15 min =5

Luego se procede a determinar el número de ecuaciones presente en el modelo que en este caso son 4

Nº restricciones de igualdad /cada 15 min=4

Al analizar los grados de libertad, que no es más que la diferencia entre la cantidad de ecuaciones y de incógnitas presentes.

Grado de libertad (GL) es:

$$GL=5-4=1$$

Para concluir que los grados de libertad son 1 se puede decir que el modelo es optimizable por lo cual se puede llevar a cabo y va a tener solución.

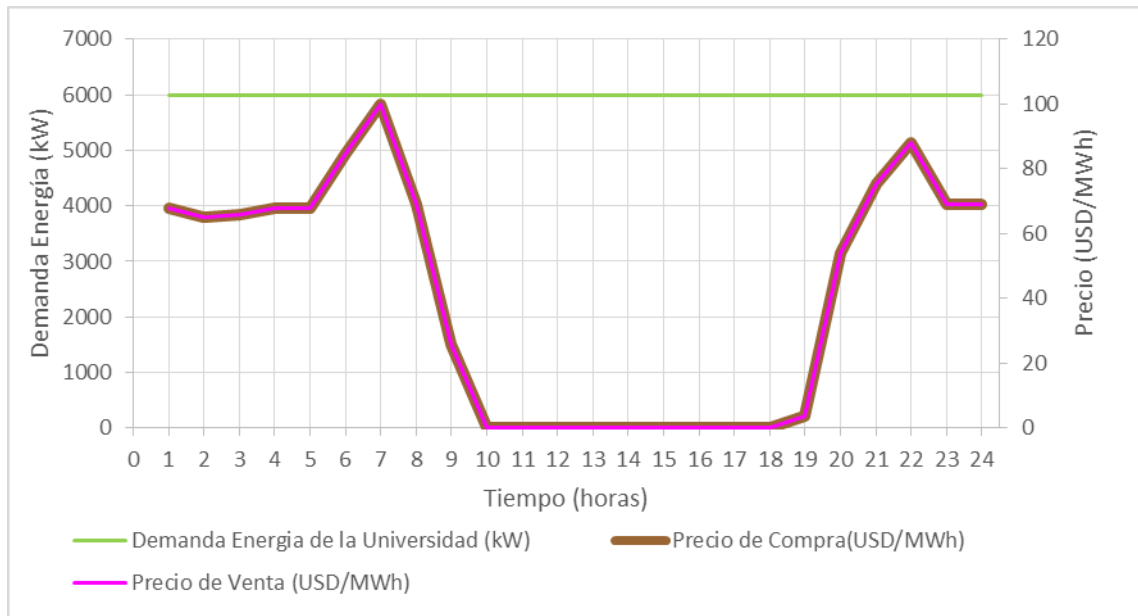
### 5.1.9 Ejemplo

Se representan ejemplo del modelo, para ello se consideraron las siguientes condiciones de entrada:

- *Precio\_potencia*=0.
- *HP*= 0
- *HFP*= 0
- *HP\_DX*=0
- *Precio\_Compra\_de\_potencia*=0
- *HP\_SX*=0
- *HFP\_Dx*=0
- *Costo\_sumistro\_electrico*=0
- *Costos\_fijos*=0
- *CE*=0.01
- *CP*=0.25
- *Precio\_mantenimiento*=0
- *Pgrid\_max\_retiro*=1000
- Eficiencia =1
- *Precio\_compra\_energia*: se considera a precio marginal horario . Representado en el Figura 5.1.
- *Precio\_venta\_energia*: se considera a precio marginal horario . Representado en el Figura 5.1.



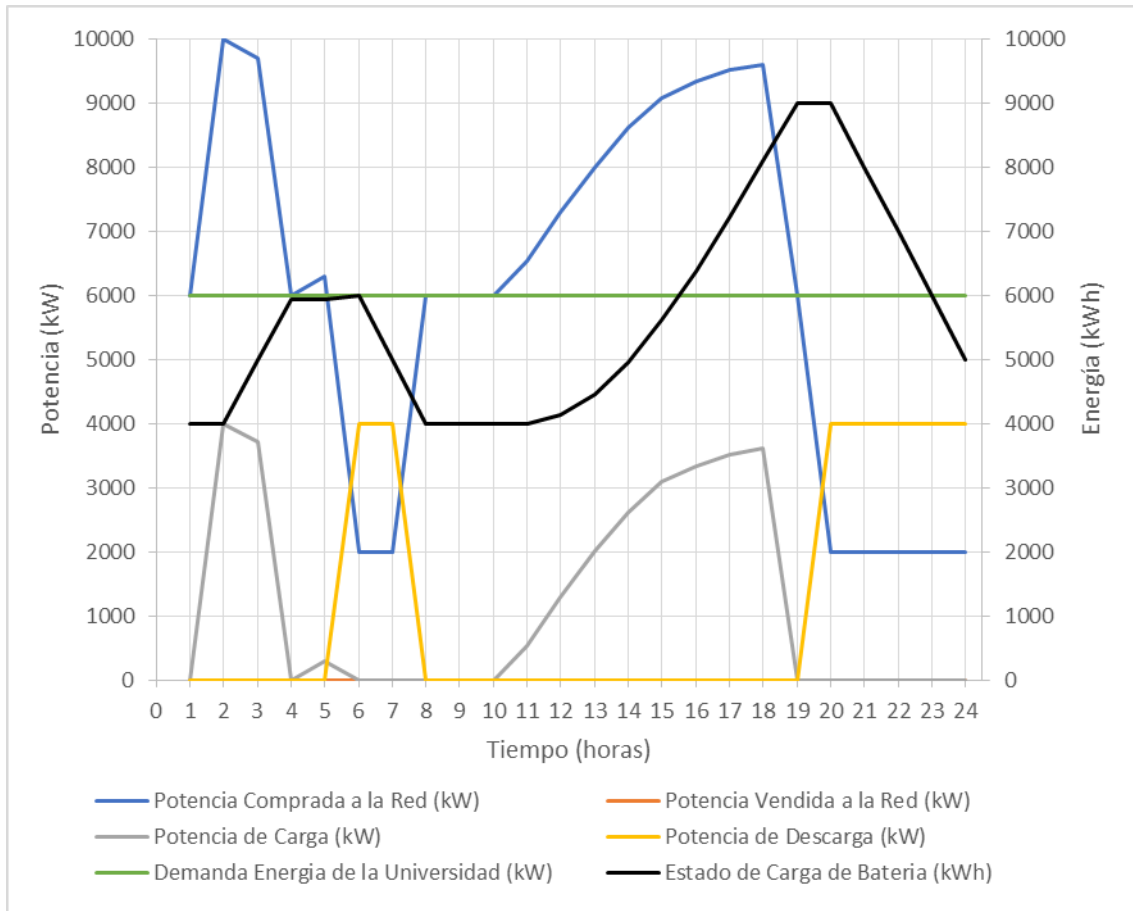
- *Demanda*: se representa en línea verde en la Figura 5.1.



**Figura 5.1 Datos ingresados de demanda de potencia kW y el precio de energía en USD/MWh**

En la Figura 5.3 se aprecia la respuesta del programa a los datos ingresados. Se muestra el caso óptimo del comportamiento de la batería en cuanto a la energía vendida y comprada en cada instante de tiempo, el estado de carga de la batería, la potencia de descarga de la batería y el estado de carga de la batería. Además, se pueden observar los datos ingresados de demanda de la universidad y el precio de la energía.

Asimismo, en la Figura 5.2 se observa que la batería toma energía de la red cuando el precio es más bajo y la libera cuando el precio es más alto, evitando comprar energía cuando está a un valor elevado para cumplir con las necesidades de carga.



**Figura 5.2 Repuesta del Modelo**

Los valores óptimos de potencia óptima del sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS), capacidad óptima del BESS y el valor final de la función objetivo la que se puede resumir de la siguiente manera:

Tamaño óptimo: 20000 kWh

Potencia optima: 4000 kW

Costo con batería: 5759.2 USD

Costo sin batería: 5870.4 USD

### 5.1.10 Determinación de vida útil de batería

Para resolver este problema es necesario establecer cuanto tiempo estará activa la batería, para ello en una primera etapa se asume una vida útil de la batería, una vez resuelto

el modelo, se puede estimar las veces que se cargará y descargará la batería en cada periodo de operación. Por lo anterior se puede estimar cuanto tiempo estará activa la batería y se compara con el tiempo de operación establecido inicialmente, de esta forma se puede establecer si es factible técnicamente. Si ocurre lo contrario se debe asumir un tiempo menor de vida útil al inicialmente establecido y resolver nuevamente el problema.

### 5.1.11 Esquema de Resolución

En la Figura 5.3 se presenta un esquema de resolución del problema considerando evaluación técnica y económica.

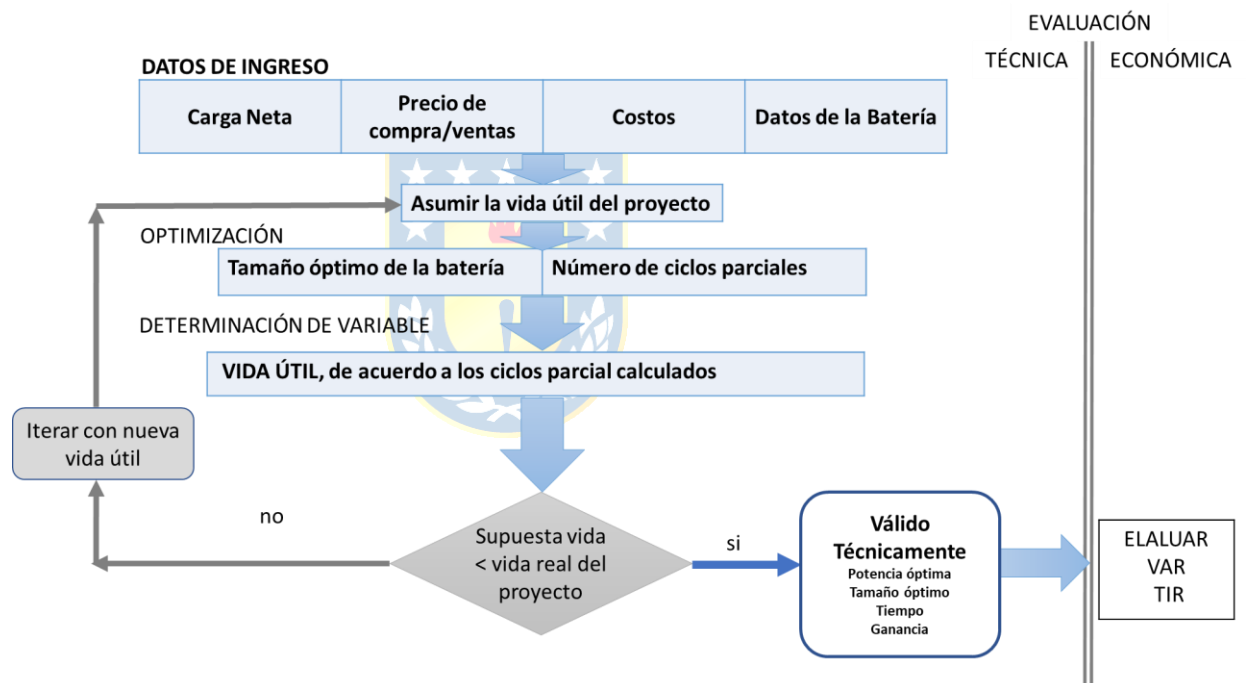


Figura 5.3 Esquema Modelo

## 6. Evaluación de la Propuesta

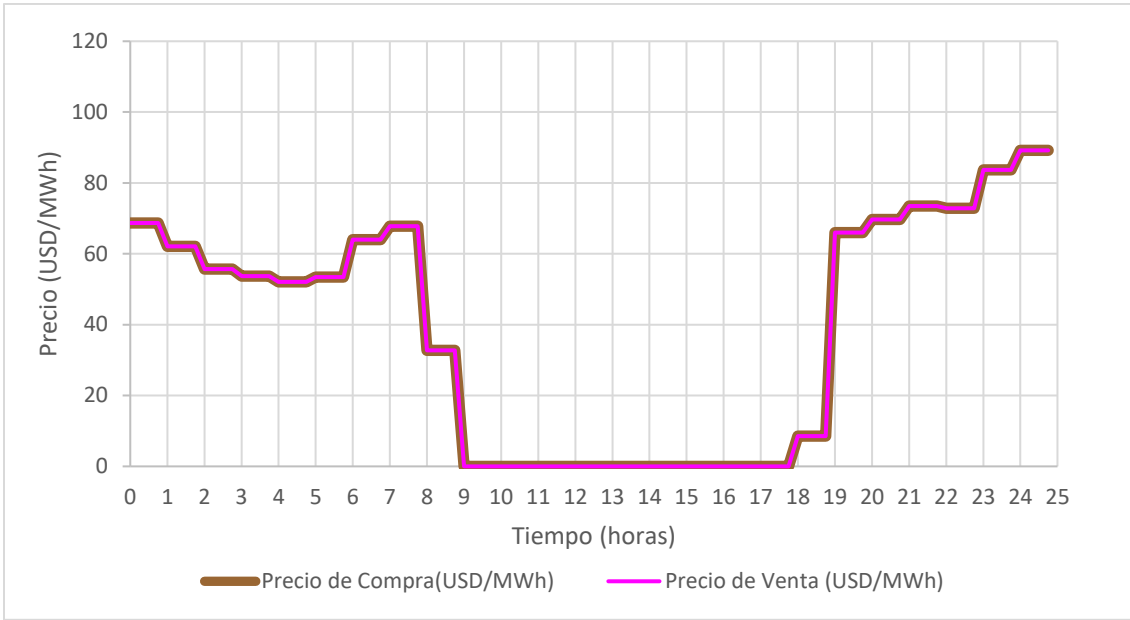
---

Se realizó una evaluación de las diferentes tecnologías de baterías para aplicaciones en proyectos de almacenamiento energético. De acuerdo la evaluación de tecnologías de almacenamiento realizada en el punto 3, se consideraron batería de LFP, batería de NMC y batería de plomo ácido. Los análisis abarcaron aspectos de rentabilidad, eficiencia operacional y viabilidad técnica. En cuanto a los impactos ambientales fueron evaluadas en el punto 3, donde la evaluación es muy positiva para batería de LFP y la evaluación es neutra para la batería de NMC y la batería de plomo ácido.

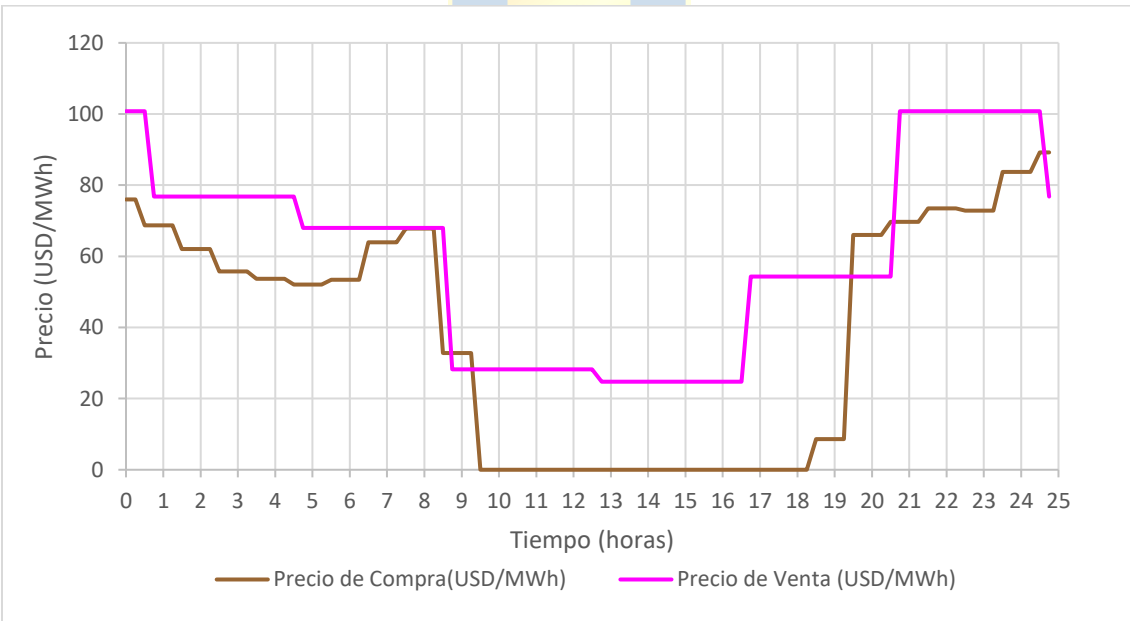
A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos tras modelar dos escenarios por cada tipo de batería. El primer escenario considera venta a precio marginal, el segundo a precio estabilizado y se incluye la evaluación del caso sin batería. Los datos de las baterías se encuentran el anexo 2.

Para ilustrar el precio de compra y venta de energía en cada escenario se muestran la evolución durante 25 horas. En la Figura 6.1 se observa el precio de la energía vendida y comprada, por parte de la Universidad a precio marginal. En este caso el precio marginal de la electricidad es variable durante el día, tomando un valor de 0 entre las 9:00 y las 18:30 horas.

En la Figura 6.2 se muestra la evolución del precio de compra y venta de energía para la Universidad de Concepción, a precio estabilizado. Además el precio estabilizado se divide en 6 intervalos horarios.



**Figura 6.1 Escenario marginal precio compra y venta de la energía para la Universidad de Concepción, del primer lunes de septiembre de 2023**



**Figura 6.2 Escenario estabilizado, precio de compra y venta de energía para la Universidad de Concepción, del primer lunes de septiembre de 2023**

## 6.1. Evaluación Batería de litio-ion LFP

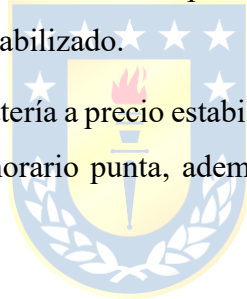
Se evaluaron tres escenarios para un proyecto de almacenamiento de energía, utilizando batería de litio-ion LFP, con el fin de determinar cuál presenta mayor rentabilidad y mayor eficiencia operacional.

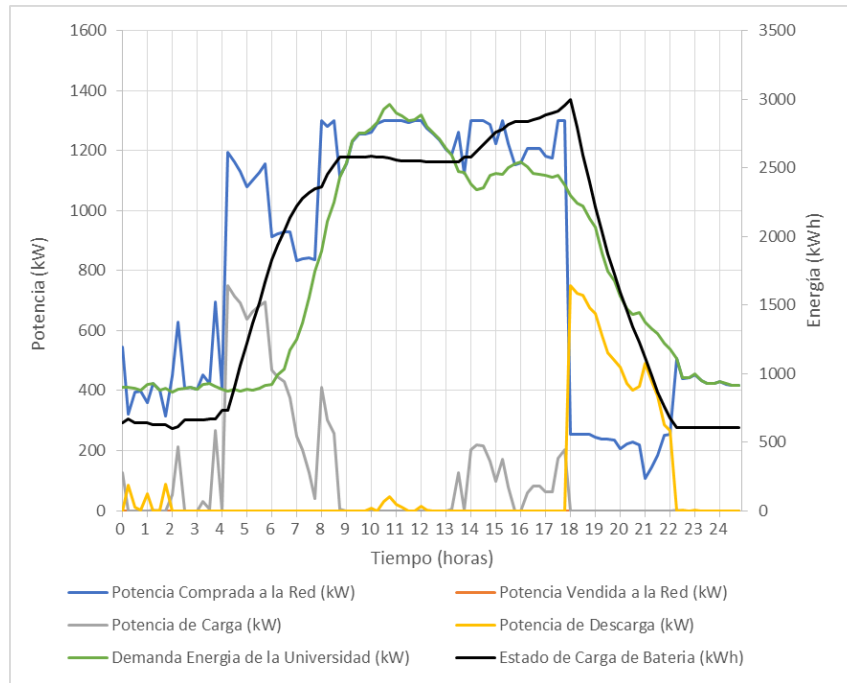
La Figura 6.3 muestra un extracto del comportamiento de la batería de litio-ion LFP considerando escenario a precio marginal, del primer lunes de septiembre de 2023. La respuesta del modelo incluye potencia comprada a la red ( kW), potencia vendida a la red (kW), potencia de carga (kW), potencia de descarga (kW), estado de carga de la batería (kW), demanda de energía de la Universidad (kW).

Del comportamiento de la batería a precio marginal se puede decir que su principal función es reducir la potencia en horario punta

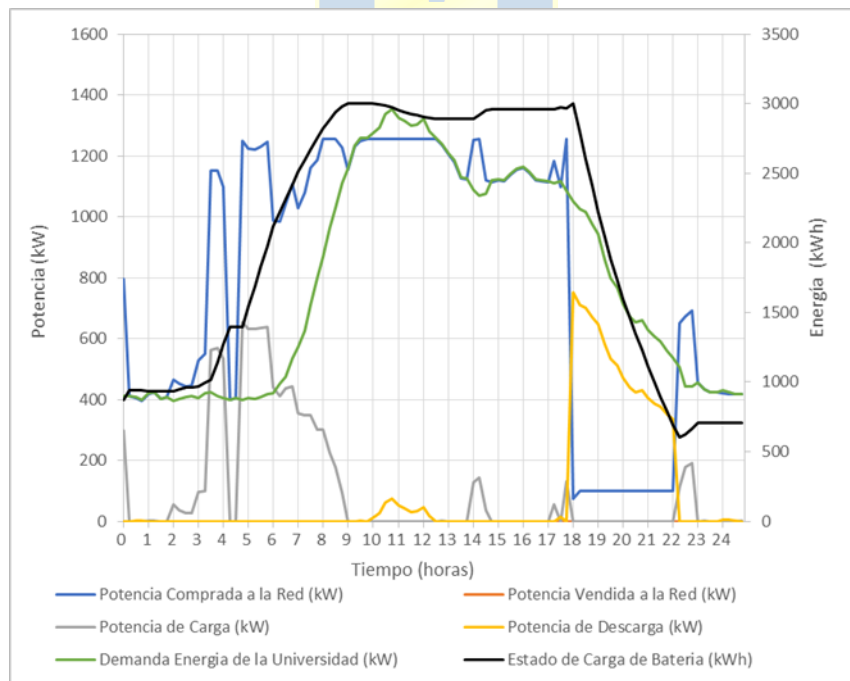
La Figura 6.4 muestra una sección del comportamiento de la batería de litio-ion LFP considerando escenario de venta estabilizado.

Del comportamiento de la batería a precio estabilizado se puede decir que su principal función es reducir la potencia en horario punta, además de reducir consumo de la red en ciertas horas.





**Figura 6.3 Comportamiento batería de Litio LFP escenario a precio marginal, del primer lunes de septiembre de 2023.**



**Figura 6.4 Comportamiento batería de Litio FLP estabilizado escenario, del primer lunes de septiembre de 2023**

En la Tabla 6.1, se muestran los resultados obtenidos al evaluar las baterías de litio en los diferentes escenarios. En ambos escenarios precio marginal y precio estabilizado entregan una capacidad de 3.000 kWh, potencia de 750 kW y una vida útil de 10 años. Requiere una inversión inicial de USD 1.351.800 y costos de mantenimiento de USD 4.200 al finalizar el proyecto.

Al evaluar indicadores de rentabilidad, el escenario precio estabilizado alcanza el mayor VAN (USD 3.751.133) y TIR (41%). Por otra parte, para el escenario precio marginal alcanza un VAN de USD \$1.665.251 y un TIR de 23%.

En conclusión, el escenario estabilizado resulta ser el más rentable y eficiente según los resultados obtenidos (Tabla 6.1). El escenario marginal también alcanza una rentabilidad positiva, aunque menor.

**Tabla 6.1 Resultados de evaluación de batería de Litio LFP**

	<b>MARGINAL</b>	<b>PRECIO ESTABILIZADO</b>
Tamaño [kWh]	3.000	3.000
Potencia [kW]	750	750
Año	10	10
Inversión Instalación [USD]	1.243.200	1.243.200
Mantenición [USD]	3.788	3.788
Energía Vendida [USD]	128.414	186.865
Pago por Potencia [USD]	2.314.610	2.314.610
Costo Fijos [USD]	194.097	194.097
Sin Batería [USD]	23.054.021	23.054.021
Ahorro de Operación [USD]	328.523	587.842
VAN [USD]	\$1.665.251	\$3.751.133
TIR (%)	23%	41%

## 6.2. Evaluación Batería de lito-ion MNC

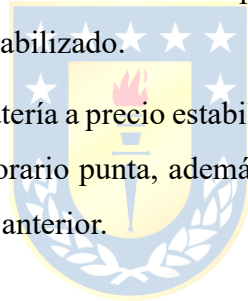
Se evaluaron tres escenarios para un proyecto de almacenamiento de energía utilizando batería de lito-ion MNC, con el fin de determinar cuál presenta mayor rentabilidad y mayor eficiencia operacional.

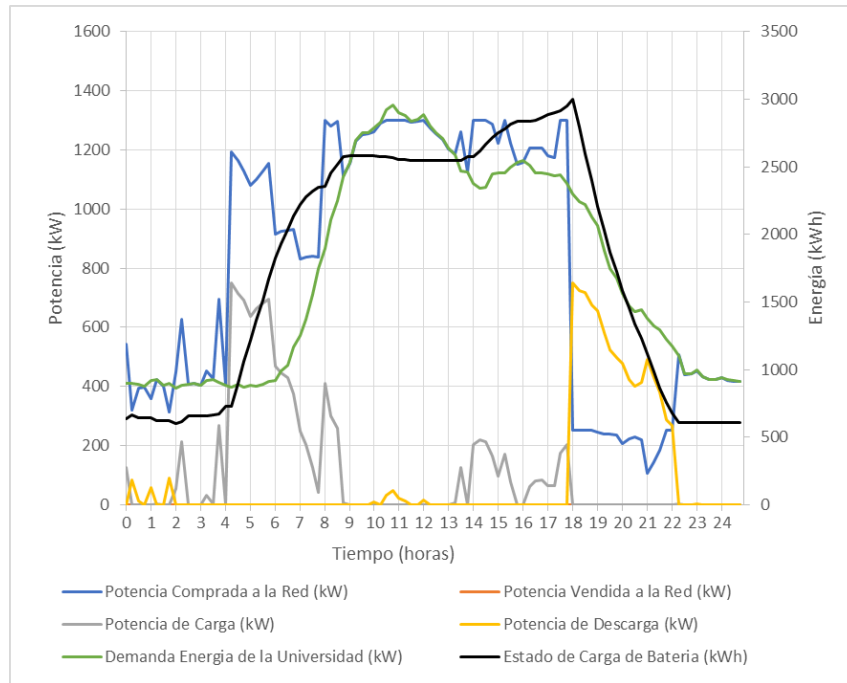
En la Figura 6.5 muestra un extracto del comportamiento batería de batería de lito-ion MNC considerando escenario a precio marginal, del primer lunes de septiembre de 2023, la respuesta del modelo incluye potencia comprada a la red (kW), potencia vendida a la red (kW), potencia de carga (kW), potencia de descarga (kW), estado de carga de la batería (kW), demanda de energía de la Universidad (kW).

Del comportamiento de la batería a precio marginal se puede decir que su principal función es reducir la potencia en horario punta

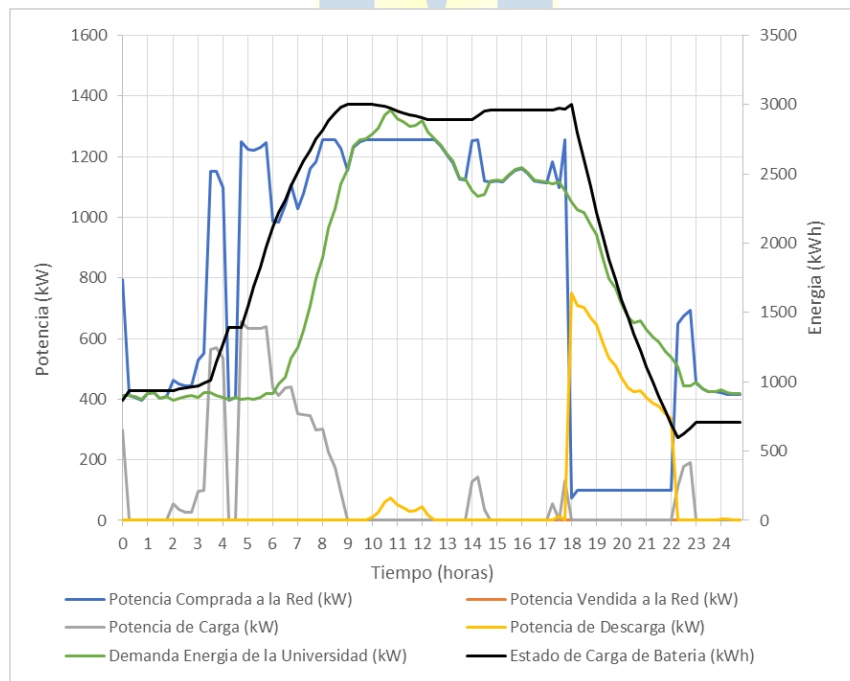
La Figura 6.6 se muestra una sección del comportamiento batería de lito-ion MNC considerando escenario de venta estabilizado.

Del comportamiento de la batería a precio estabilizado se puede decir que su principal función es reducir la potencia en horario punta, además de reducir consumo desde la red a ciertas horas al igual que en el caso anterior.





**Figura 6.5 Comportamiento batería de Litio MNC marginal, del primer lunes de septiembre de 2023**



**Figura 6.6 Comportamiento batería de Litio MNC estabilizado, del primer lunes de septiembre de 2023**

En la Tabla 6.2, se muestran los resultados obtenidos al evaluar las batería de lito-ion MNC en los diferentes escenarios. Al evaluar el escenario para precio marginal y precio estabilizado ambos entregan una capacidad de 3.000 kWh, potencia de 750 kW y una vida útil de 10 años. Requiere una inversión inicial de USD 1.351.800 y costos de mantenimiento de USD 4.200 al finalizar el proyecto.

Los indicadores de rentabilidad, el escenario marginal alcanza el mayor VAN (USD 3.641.477) y TIR (40%). Para precio estabilizado alcanza una VAN de USD 997.631 y un TIR de 17%.

En conclusión, el escenario precio estabilizado resulta ser el más rentable y eficiente según los resultados obtenidos (Tabla 6.2). El escenario marginal también alcanza una rentabilidad positiva, aunque menor.

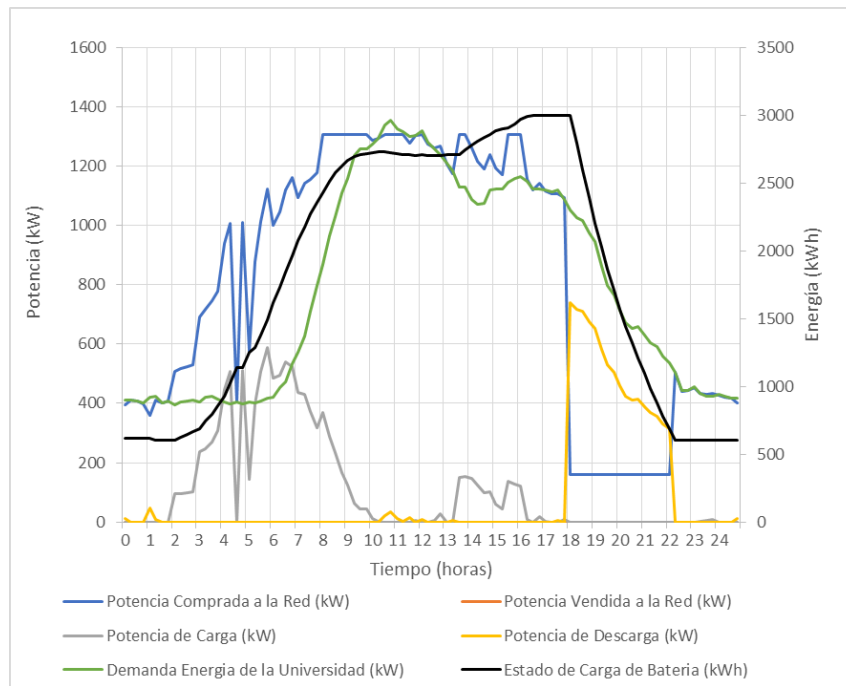
**Tabla 6.2 Resultados de evaluación batería de Batería de MNC**

	<b>MARGINAL</b>	<b>PRECIO ESTABILIZADO</b>
Tamaño [kWh]	3.000	3.000
Potencia [kW]	750	750
Año	10	10
Inversión Instalación [USD]	1.351.800	1.351.800
Mantención [USD]	4.200	4.200
Energía Vendida [USD]	86.865	116.585
Pago por Potencia [USD]	2.314.610	2.314.610
Costo Fijos [USD]	194.097	194.097
Sin Batería [USD]	23.054.021	23.054.021
Ahorro de Operación [USD]	370.762	602.954
VAN [USD]	\$997.631	\$3.641.477
TIR (%)	17%	40%

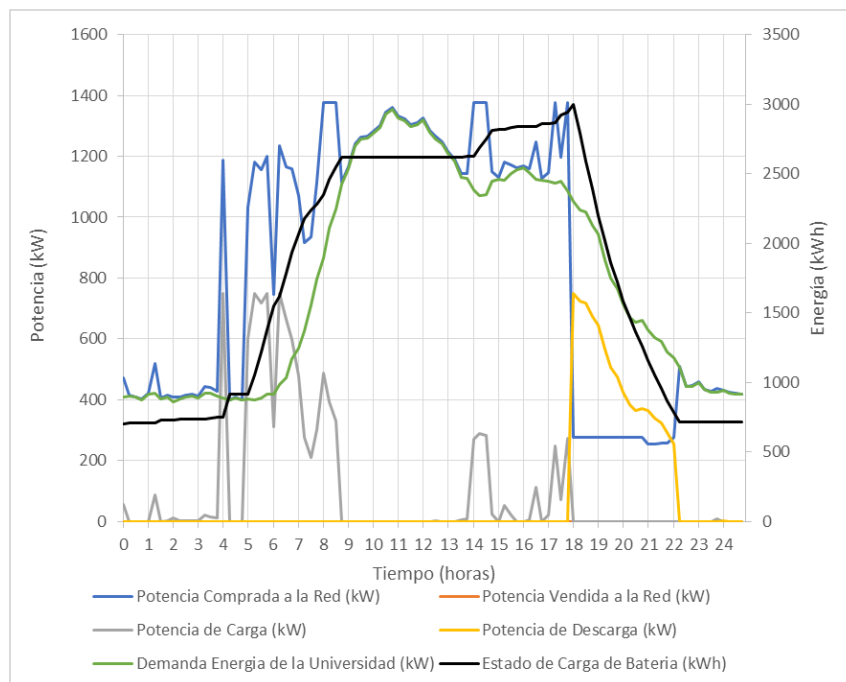
### 6.3. Evaluación Baterías de plomo-ácido

Con el objetivo de determinar la conveniencia de utilizar baterías de plomo-ácido en la universidad, se modelaron dos escenarios: marginal y precio estabilizado.

Se evaluaron dos escenarios para un proyecto de almacenamiento eléctrico con el fin de determinar cuál presenta mayor rentabilidad y menores costos operacionales. En las siguientes Figuras se observa un extracto de los resultados para 25 horas, considerando los escenarios, costos marginales (Figura 6.7) y precio estabilizado (Figura 6.8). Se aprecia que tiene un comportamiento igual que las baterías anteriormente evaluadas.



**Figura 6.7 Comportamiento de batería plomo-ácido escenario precio marginal, del primer lunes de septiembre de 2023**



**Figura 6.8 Comportamiento de batería plomo-ácido escenario precio estabilizado, del primer lunes de septiembre de 2023**

En la Tabla 6.3 contiene los resultados finales al evaluar la utilización de Batería de Plomo Ácido. El escenario marginal posee una capacidad de 3000 kWh, potencia de 750 kW y una vida útil de 8 años. Requiere una inversión inicial de USD 1.351.800 y costos de mantenimiento de USD 4.200 al finalizar el proyecto.

El escenario precio estabilizado requiere una inversión inicial de USD 1.351.800 y costos de mantenimiento de USD 42.789 al finalizar el proyecto.

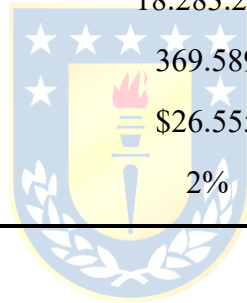
Al evaluar indicadores de rentabilidad, precio estabilizado alcanza el mayor VAN (USD 2.185.732) y TIR (31%). Con precio marginal se obtiene un VAN de USD 26.555y TIR de 2 %.

El menor tiempo de vida útil para baterías de plomo ácido se debe a que tiene una profundidad de descarga menor que las anteriores que las dos anteriores tienen una profundidad de descarga parecido

En conclusión, el precio estabilizado resulta ser el más rentable y eficiente según los resultados obtenidos. Precio marginal también alcanza una rentabilidad positiva, aunque menor.

**Tabla 6.3 Resultados de evaluación batería de Plomo-Ácido**

	<b>MARGINAL</b>	<b>PRECIO ESTABILIZADO</b>
Tamaño [kWh]	3.000	3.000
Potencia [kW]	750	750
Año	8	8
Inversión Instalación [USD]	1.375.500	1.375.500
Mantenimiento [USD]	42.780	42.780
Energía Vendida [USD]	79.302	169.425
Pago por Potencia [USD]	1.851.688	1.851.688
Costo Fijos [USD]	155.278	155.278
Sin Batería [USD]	18.283.216	18.283.216
Ahorro de Operación [USD]	369.589	602.136
VAN [USD]	\$26.555	\$2.185.732
TIR (%)	2%	31%



## 7. Análisis de Resultados

---

Se logró realizar una optimización para cada batería que nos entrega el comportamiento además de un correcto dimensionamiento la potencia y energía de los BESS con su vida útil

### **Rentabilidad**

Los resultados muestran que el Ahorro de Operación que se compone del recorte de puntas y desplazamiento de consumo es más relevante económicamente que el arbitraje energético.

Además, se muestra que, el escenario de precio estabilizado es el más atractivo para todas las tecnologías de baterías evaluadas (ión-litio LFP, ión-litio MNC, plomo-ácido). Esto se debe a que tiene valor más estable, y se puede aprovechar de mejor manera los precios altos para vender la energía.

La opción de batería de litio-ion LFP es más atractiva con un VAN de \$3.751.133 y una TIR de 41% a precio estabilizado. Le sigue la batería de litio-ion NMC con precio estabilizado, con un VAN de \$3.641.477 y TIR de 40%.

La vida útil de las baterías de ion-litio LFP e ion-litio NMC es similar, ya que tienen un ciclo DoD (profundidad de descarga) parecido en cambio las baterías de ácido plomo tiene una vida de útil menor porque tiene un ciclo de vida más pequeño

Los resultados de las simulaciones muestran un ahorro promedio anual de 30% en los costos de suministro eléctrico mediante la implementación optimizada de un sistema BESS de 3000 kWh y 750 kW en el empalme Victoria 500.

## 8. Conclusiones

---

### 8.1. Sumario

El presente trabajo evalúa la factibilidad técnica y económica de implementar un Sistema de Gestión Energética (SGE) mediante el uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS) en el empalme Victoria 500 de la Universidad de Concepción.

Se realiza un análisis del marco regulatorio vigente en Chile y a nivel internacional respecto al almacenamiento de energía. Luego se estudian las principales tecnologías de almacenamiento disponibles.

A través de una simulación en MATLAB/YALMIP, se dimensiona y opera un sistema BESS para encontrar el punto óptimo donde se recortan los picos de potencia de la Universidad y se arbitra energéticamente. Los resultados muestran beneficios técnicos y económicos



### 8.2. Conclusiones

- La implementación de un Sistema de Gestión Energética (SGE) con Baterías de Almacenamiento de Energía (BESS por sus siglas en inglés) utilizando la tecnología de baterías de Litio LFP a venta a precio estabilizado, resulta rentable desde el punto de vista financiero, alcanzando los indicadores más altos de VAN (USD \$3.751.133) y TIR (41%)
- La evaluación de tecnologías de almacenamiento disponibles entrega que las de baterías como la de iones de litio LFP, iones de litio MNC y plomo-ácido, son seleccionadas para continuar con el proceso de selección de baterías, utilizando el modelo de optimización que nos entrega como se comportaría la batería en un entorno real con su respectiva proyección
- La potencia y energía de un sistema de almacenamiento en baterías (BESS) para el empalme Victoria 500 de la Universidad de Concepción, es de 750 kW y 3000 kWh respectivamente.

- Es factible desarrollar un modelo de optimización para determinar la configuración técnico-económica óptima del sistema BESS. Se consideraron restricciones eléctricas como la demanda y variabilidad de precios, así como limitantes económicas
- Los resultados de viabilidad del sistema BESS en propuesto en términos técnicos (especificaciones técnicas, madurez tecnológica), económicos (VAN, TIR) y ambientales (impacto) indican que la batería de (ión-litio LFP, ión-litio MNC, plomo-ácido) cumplen estos requisitos por lo cual se elegiría la que tuviera mayor rentabilidad.

### **8.3. Trabajo Futuro**

Se recomienda probar experimentalmente la implementación del sistema BESS en el empalme Victoria 500 de la Universidad de Concepción, para validar los resultados de las simulaciones y el modelo teórico. De esta forma se podrán calibrar los parámetros y ajustar las estrategias de operación.

Otra línea de trabajo consiste en explorar estrategias alternativas de optimización del BESS, como la participación en otros mercados eléctricos. Por ejemplo, se podría evaluar la provisión de servicios de red como regulación de frecuencia, soporte de voltaje y arranque en negro. Esto permitiría aumentar los ingresos y rentabilidad del proyecto.

También se recomienda estudiar la integración de fuentes renovables variables, principalmente solar fotovoltaica y eólica, en conjunto con el sistema de almacenamiento. El BESS podría utilizarse para mitigar la variabilidad e intermitencia de estas fuentes.

Resultaría interesante realizar un análisis comparativo con otras tecnologías como baterías de flujo, volante de inercia, supercondensadores, entre otros. De esta forma se podrían identificar ventajas y desventajas de cada alternativa.

Finalmente, se propone evaluar la replicabilidad de esta solución en otros puntos del sistema eléctrico nacional. Esto permitiría analizar el potencial de escalamiento y masificación de estas aplicaciones de almacenamiento distribuido.

## 9. Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía (2022). LEY 21505 Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad.  
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1184572&f=2022-11-21>
- [2] EMOAC. (2023). Guía para que entiendas tu factura eléctrica.  
<https://emoac.cl/blogs/news/guia-para-que-entiendas-tu-factura-electrica>
- [3] Ministerio de Energía (2018). Ley N°21.085.  
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar/imprimir?idNorma=1122953&idVersion=2018-09-08>
- [4] CGE. (2023). Tarifas de Peajes de Distribución.  
<https://www.cge.cl/wp-content/uploads/2023/10/Tarifas-de-Peajes-de-Distribucion-CGE-October-2023.pdf>
- [5] Ministerio de Energía (2°-Semestre-2023). Fija precios de nudo para suministros de electricidad.  
<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/08/ITD-PNCP-Jul-2023.pdf>
- [6] CNE. (2° Semestre 2023). Cargos de transmisión.  
[https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/06/Rex-fijacion-definitiva-cargosTx\\_S2\\_2023.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/06/Rex-fijacion-definitiva-cargosTx_S2_2023.pdf)
- [7] CNE. (2023). Resolución Cargos por Servicio Público.  
[https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/11/Resolucion-565-Cargo-por-Servicio-Publico\\_firmada.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/11/Resolucion-565-Cargo-por-Servicio-Publico_firmada.pdf)
- [8] CEN. (octubre 2023). Cargo Mínimo técnico.  
<https://www.coordinador.cl/parametros-operacionales/documentos/minimo-tecnico/>
- [9] CEN. (2023). Balance SCCC.  
<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/balances-sscc/2023-balances-sscc>
- [10] CEN. (2024). Informe Monitoreo.  
<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/04/Informe-Monitoreo-2023.pdf>
- [11] CNE. (2023). Previsión de Demanda Eléctrica.  
<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/Resolucion-N-57-Aprueba-Informe-Def-Prev-Dda.pdf>

- [12] Agenda sostenibilidad energética (2018) Guía de implementación de sistema de Gestión de energía basado ISO 5001  
<https://drive.google.com/file/d/1OBbFU1XgiCcUt4r8gt79EVubc-oLsHAY/view>
- [13] Ministerio de Energía (2019). Decreto Supremo 125.  
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253>
- [14] Ministerio de Energía (2024). Diagnóstico y Plan de Trabajo DS125.  
[https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/presentacion\\_diagnostico\\_y\\_plan\\_de\\_trabajo\\_ds125.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/presentacion_diagnostico_y_plan_de_trabajo_ds125.pdf)
- [15] Honorable Cámara (2022). Informe De La Comisión De Minería Y Energía Recaído En El Proyecto De Ley Que Promueve El Almacenamiento De Energía Eléctrica Y La Electromovilidad.  
[https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=66329&prmTipo=INFORME\\_CO MISION](https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=66329&prmTipo=INFORME_CO MISION)
- [16] Comisión Nacional de Energía. (2023). Precio Medio de Mercado.  
[https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/01/Precio\\_Medio\\_de\\_Mercado-01\\_23.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/01/Precio_Medio_de_Mercado-01_23.pdf)
- [17] Comisión Nacional de Energía (2023). Resolución exenta N° 306: Comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional.  
<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/07/Rex-CNE-306-indexacio%CC%81n-PNCP-Jul-23.pdf>
- [18] Coordinador Eléctrico Nacional. (s.f.). Mercados  
<https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>
- [19] DECRETO 88. (2020). Aprueba Reglamento Para Medios de Generación de Pequeña Escala.  
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437>
- [20] Comisión Nacional de Energía. (2023). Determinación de Precios Estabilizados.  
[https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/11/ITD-Precio-Estabilizado-Nov\\_23.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/11/ITD-Precio-Estabilizado-Nov_23.pdf)
- [21] Federal Energy Regulatory Commission. (2019). Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators  
<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>
- [22] Unión Europea (2019). Reglamento 2019/943.  
<https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf>

- [23] Secretaría de Estado de Energía. Vicepresidencia Cuarta del Gobierno de España, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). Estrategia de Almacenamiento Energético. [https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiaalmacenamiento\\_tcm30-522655.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf)
- [24] Liu, C., Lin, F., & Wu, S. (2023). Grid-friendly coordinated control for wind power and energy storage system to enhance power system stability. *Journal of Energy Storage*, 47, 104495. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002575?via%3Dihub>
- [25] Kang, H., Jung, S., Lee, M., Hong, T. (2022). How to better share energy towards a carbon-neutral city? A review on application strategies of battery energy storage system in city. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 112113. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000429>
- [26] El Periódico de la Energía. (2023, 14 febrero). Precio baterías iones litio alcanza mínimo histórico 139\$/kWh <https://elperiodicodelaenergia.com/precio-baterias-iones-litio-alcanza-minimo-historico-139-kwh/>
- [27] Generadoras de Chile. (2024, abril). Boletín de Generadoras de Chile. [https://generadoras.cl/media/page-files/2684/BoletinGeneradorasDeChile\\_Abril2024.pdf](https://generadoras.cl/media/page-files/2684/BoletinGeneradorasDeChile_Abril2024.pdf)
- [28] Generadoras de Chile. (2022). Reporte anual 2022. <https://generadoras.cl/media/page-files/2490/Reporte%20Anual%202022.pdf>
- [29] Generadoras de Chile. (2023, octubre). Boletín de Generadoras de Chile. [https://generadoras.cl/media/page-files/2641/BoletinGeneradorasDeChile\\_Octubrev2\\_compressed.pdf](https://generadoras.cl/media/page-files/2641/BoletinGeneradorasDeChile_Octubrev2_compressed.pdf)
- [30] Kelly, J. J., and Leahy, P. G. (2020). Optimal investment timing and sizing for battery energy storage systems. *Journal of Energy Storage*, 28, 101272. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19310308>
- [31] Talluri, G., Lozito, G.M., Grasso, F., Iturrino Garcia, C., Luchetta, A. (2021). Optimal Battery Energy Storage System Scheduling within Renewable Energy Communities. *Energies*, 14, 8480. <https://doi.org/10.3390/en14248480>
- [32] Chang, Y.C., Chang, H.C., Huang, C.Y. (2018). Design and Implementation of the Battery Energy Storage System in DC Micro-Grid Systems. *Energies*, 11(6), 1566. <https://doi.org/10.3390/en11061566>

- [33] P. Zhuang and H. Liang, "Hierarchical and Decentralized Stochastic Energy Management for Smart Distribution Systems With High BESS Penetration," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6516-6527, Nov. 2019, <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8672503>
- [34] Mahmoud, I., Hasaniien, H.M., Turkey, R.A., Omran, W.A. (2023). Energy management system for islanded multi-microgrids using a two-stage optimization scheme based on political optimizer. *IET Renew. Power Gener*, 17, 1713–1730.  
<https://doi.org/10.1049/rpg2.12706>
- [35] Caro, A. P. (2021). Análisis del impacto económico del almacenamiento. Máster en Ingeniería Industrial. Universidad de Sevilla. Sevilla.  
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/72021/fichero/TFM-2021+PERN%C3%8DA+CARO%2C+ALEJANDRO.pdf>
- [36] Faunce, T. A., Prest, J., Su, D., Hearne, S. J., Iacopi, F. (2018). On-grid batteries for large-scale energy storage: Challenges and opportunities for policy and technology. *MRS Energy & Sustainability*, 5, E11.  
<https://doi.org/10.1557/mre.2018.11>
- [37] Zhou, B., Zou, J., Chung, C. Y., Wang, H., Liu, N., Voropai, N., & Xu, D. (2021). Multi-microgrid energy management systems: Architecture, communication, and scheduling strategies. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 9(3), 463-476.  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/9350531?denied=>
- [38] Akpınar, K.N., Gundogdu, B., Ozgonenel, O. (2023). A novel cycle counting perspective for energy management of grid integrated battery energy storage systems. *Energy Reports*, 9(1), 123-131.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722022946>
- [39] Reihani, E., Sepasi, S., Roose, L. R., Matsuura, M. (2016). Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS). *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 77, 337-344.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151500455X>
- [40] Lawder, M. T., Suthar, B., Northrop, P. W. C., De, S., Hoff, C. M., Leitermann, O., Crow, M. L., Santhanagopalan, S., Subramanian, V. R. (2014) Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. In *Proceedings of the IEEE*, 102(6), 1014-1030.  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6811152>
- [41] Sreekumar, N., and Malik, S.(2019). Feasibility Study for Implementing Smart Community in India: A case study of Panipat Project, 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, pp. 1-6.  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8895507>

- [42] Akpınar, K. N., Gundogdu, B., Ozgonenel, O., & Akpınar, K. N. (2023). A novel cycle counting perspective for energy management of grid integrated battery energy storage systems. *Energy Reports*, 9(1), 123-131. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.359>
- [43] Löfberg, J. (2004). YALMIP : A toolbox for modeling and optimization in MATLAB. [https://www.researchgate.net/publication/4124388\\_A\\_toolbox\\_for\\_modeling\\_and\\_optimization\\_in\\_MATLAB](https://www.researchgate.net/publication/4124388_A_toolbox_for_modeling_and_optimization_in_MATLAB)
- [44] Valdebenito, C. (2023). Investigación del mercado de reciclaje de baterías de litio. Universidad de Chile, Santiago, Chile. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/184819>
- [45] Yin, J., Lin, H., Lu, K., Feng, F., Qiu, X., & Zhang, W. (2021). Design principles of lead-carbon additives toward better lead-carbon batteries. *Current Opinion in Electrochemistry*, 30. <https://doi.org/10.1016/j.coelec.2021.100802>
- [46] Hou, Z., Zhang, Q., Li, Y., Yuan, Z., Fang, Z., Wang, Y., & Yin, Y. (2024). Redox flow batteries for large-scale energy storage: Fundamentals, recent advances and future prospects. *Journal of Power Sources*, 601, 234242. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2021.234242>
- [47] Abrish Aaditya, S. B., Chakrabarti, S., & Karandikar, P. B. (2023). Enhancement of Charge Storage of Supercapacitor using Parametric Variations. In *Proceedings of the 4th International Conference on Electrical, Communication and Computer Engineering (ICECCE)* (pp. 979-8-3503-6969). Dubai, UAE: IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICECCE61019.2023.10441999>
- [48] Zhang, X., Gao, Z., Zhou, B., Guo, H., Xu, Y., Ding, Y., & Chen, H. (2023). Compressed air energy storage: Current status and perspectives. *Engineering*, <https://doi.org/10.1016/j.eng.2023.01.020>
- [49] Joshi, G. K., Rongali, B., & Biswal, M. (2022). A Review on Mechanical Energy Storage Technology. *2022 International Conference on Electrical Power Engineering (ICEPE)*. <https://doi.org/10.1109/ICEPE53438.2022.9769842>
- [50] Lee, S.-Y., Lee, J.-H., Kim, Y.-H., Kim, J.-W., Lee, K.-J., & Park, S.-J. (2022). Recent progress using solid-state materials for hydrogen storage: A short review. *Processes*, 10(2), 304. <https://doi.org/10.3390/pr10020304>

- [51] Bellan, S., Kodama, T., Gokon, N., & Matsubara, K. (2022). A review on high-temperature thermochemical heat storage: Particle reactors and materials based on solid – gas reactions. *WIREs Energy and Environment*, 11(5), e440. <https://doi.org/10.1002/wene.440>
- [52] Viswanathan, V., Mongird, K., Franks, R., Li, X., Sprenkle, V., & Baxter, R. (2022). Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment (No. PNNL-33283). Pacific Northwest National Laboratory. <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>



# ANEXO 1

## Baterías de Iones de Litio

Las baterías de iones de litio se han consolidado como la tecnología predilecta para el almacenamiento estacionario de energía, gracias a sus ventajas en términos de densidad energética, eficiencia, ciclo de vida y facilidad de operación. Dentro de esta categoría existen varios tipos con características distintivas en cuanto a materiales, prestaciones y costos.

A continuación, se presenta en la Tabla A1.1 una comparación de las tres principales tecnologías de baterías de iones de litio empleadas: fosfato de hierro y litio (LFP), óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto (NMC) y óxido de níquel, cobalto y aluminio (NCA).

## Baterías de Plomo-Ácido

Las baterías de plomo-ácido son la tecnología de baterías recargables más antigua, que data de 1859. Ofrecen una muy buena relación costo-beneficio, amplia disponibilidad de materias primas y facilidad de reciclaje. Son ideales para aplicaciones estacionarias y de respaldo de energía donde la seguridad, confiabilidad y bajo costo son prioritarios.

Sin embargo, presentan limitaciones en términos de densidad de energía y potencia. Para superar estas limitaciones, se han desarrollado variantes mejoradas como las baterías plomo-carbono. A continuación, se presenta la Tabla A.1.2 que describe esta tecnología.

**Tabla A 1.1 Cuatro comparativo de baterías de litio**

<b>BATERÍAS DE IONES DE LITIO [44]</b>			
<b>BATERÍAS DE FOSFATO DE HIERRO Y LITIO (LFP)</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta densidad energética, 120-200 Wh/kg.</li> <li>- Larga vida útil 6000 ciclos.</li> <li>- Buena estabilidad térmica.</li> <li>- Bajo costo, \$50 - \$150 por kWh.</li> <li>- Baja toxicidad.</li> <li>- Buena eficiencia 90-95%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja difusividad del ion litio, 10-14 cm<sup>2</sup>/s.</li> <li>- Baja conductividad eléctrica, 10-9 S/cm.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vehículos eléctricos.</li> <li>- Almacenamiento estacionario a gran escala.</li> <li>- Sistemas de energía de respaldo.</li> </ul>	<p><u>Alta</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnología madura y adecuada para aplicaciones estacionarias.</li> <li>- Buena vida útil y seguridad.</li> <li>- Costos de inversión bajos en comparación a otras tecnologías.</li> <li>- Bajo mantenimiento.</li> <li>- Fácil de operar y mantener.</li> </ul>
<b>BATERÍAS DE ÓXIDO DE LITIO NÍQUEL, MANGANESO Y COBALTO (NMC)</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta densidad energética, 195-249 Wh/kg.</li> <li>- Buena densidad, específica, 2000 W/kg.</li> <li>- Costo moderado, \$100 - \$200 por kWh.</li> <li>- Buen ciclo de vida: 2000-4000 ciclos (8-12 años).</li> <li>- Buena eficiencia 95-98%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Menor estabilidad térmica que LFP.</li> <li>- Contiene cobalto (material crítico).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vehículos eléctricos</li> <li>- Equipos portátiles.</li> <li>- Almacenamiento a gran escala.</li> </ul>	<p><u>Alta</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto rendimiento energético.</li> <li>- Alta densidad de potencia y energía.</li> <li>- Buen ciclo de vida.</li> <li>- Apropriadadas para arbitraje energético.</li> <li>- Costos moderados de inversión y operación.</li> <li>- Fácil instalación y operación.</li> <li>- Flexibles y escalables.</li> </ul>
<b>BATERÍAS DE LIITIO ÓXIDO DE NÍQUEL, COBALTO Y ALUMINIO (NCA)</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Muy alta densidad energética, 195-200 Wh/kg).</li> <li>- Alta densidad de potencia, 2000 W/kg</li> <li>- Larga vida útil: 1000-2000 ciclos (5-10 años).</li> <li>- Buena eficiencia 95-97%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costo moderado (\$200 - \$300 por kWh).</li> <li>- Requiere sistema de gestión térmica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vehículos eléctricos.</li> <li>- Equipos electrónicos.</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dentro de sus aplicaciones no está el almacenamiento a gran escala.</li> <li>- Se requiere mayor investigación</li> </ul>

**Tabla A 1.2 Cuadro comparativo de baterías de plomo**

<b>BATERÍAS DE PLOMO [45]</b>			
<b>BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bajo costo, US\$150-200/kWh.</li> <li>- 99% reciclabilidad de los materiales.</li> <li>- Excelente habilidad de arranque en frío (a -18°C).</li> <li>- Buena estabilidad en ciclos de vida, 1500-3000 ciclos.</li> <li>- Infraestructura de soporte bien desarrollada.</li> <li>- Eficiencia alrededor del 80%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Baja densidad de energía, (30-40 Wh/kg).</li> <li>- Baja densidad de potencia (180 W/kg).</li> <li>- Requiere mantenimiento periódico (en las de tipo inundado).</li> <li>- Genera niebla corrosiva (en las de tipo inundado).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- SLI (arranque, luces, ignición) en automóviles.</li> <li>- Sistemas UPS (suministro ininterrumpido de energía) en hogares</li> <li>- Iluminación de calles solares.</li> <li>- Sistemas para carritos de golf.</li> </ul>	<p><u>Media Alta</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Costos moderados comparados a otras químicas.</li> <li>- Eficiencia media 80%</li> <li>- Su fabricación y reciclaje generan altas emisiones de CO<sub>2</sub>.</li> <li>- Vida útil media</li> </ul>
<b>BATERÍAS PLOMO-CARBÓN</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia 90-95%.</li> <li>- Costo Moderado (US\$150-200/kWh)</li> <li>- Buena estabilidad en ciclos de vida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja densidad de energía (~40 Wh/kg).</li> <li>- No hay datos sobre densidad de potencia y número de ciclos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Adecuadas para vehículos eléctricos.</li> <li>- Sistemas de almacenamiento de energía estacionarios.</li> </ul>	<p><u>Media Alta</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Costos moderados.</li> <li>- Alta eficiencia.</li> <li>- Su densidad de energía es relativamente baja.</li> <li>- Su fabricación y reciclaje generan altas emisiones de CO<sub>2</sub>.</li> </ul>

## Otras Baterías

Las baterías de flujo redox de vanadio y las de zinc-bromuro son una tecnología prometedora para el almacenamiento estacionario de energía a gran escala. Ofrecen ventajas como escalabilidad, larga vida útil, y uso de materiales de bajo costo. Sin embargo, enfrentan desafíos en términos de densidad energética, densidad de potencia, y estabilidad que se aprecia en la Tabla A1.3

Las baterías de flujo redox de vanadio tienen buen rendimiento, pero alto costo. Las zinc-bromuro son más económicas, pero presentan problemas técnicos. En ambos casos la viabilidad actual es media, requiriendo avances en rendimiento y costos para mejorar su competitividad frente a otras tecnologías.

**Tabla A 1.0 Cuadro Comparativo de otras baterías**

<b>OTRAS BATERÍAS [46]</b>			
<b>BATERÍAS DE FLUJO REDOX DE VANADIO</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Media eficiencia energética: pueden alcanzar hasta un 85% de eficiencia.</li> <li>- Larga vida útil: pueden soportar más de 10,000 ciclos con poca degradación.</li> <li>- Escalabilidad: se pueden escalar fácilmente aumentando el tamaño de los tanques y electrodos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto costo: el vanadio es caro, representa aprox. el 35% del costo total.</li> <li>- Baja densidad de energía: 25-35 Wh/L, menor que las baterías de ion-litio.</li> <li>- Contaminación por vanadio: el vanadio es tóxico, requiere medidas de seguridad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Almacenamiento en red eléctrica: su escalabilidad las hace ideales para aplicaciones de servicios públicos.</li> <li>- Integración de energías renovables: pueden amortiguar la naturaleza variable de energía solar y eólica.</li> <li>- Microrredes y UPS: proporcionan energía de respaldo y mejoran la confiabilidad.</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><u>Media</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Costo potencialmente bajo de algunos materiales activos (azufre, hierro).</li> <li>- Alta escalabilidad y modularidad.</li> <li>- Baja densidad de energía comparado con baterías de ion-litio.</li> <li>- Baja densidad de potencia.</li> <li>- Posibles problemas de estabilidad y seguridad con algunos materiales.</li> <li>- Requiere mejoras en eficiencia, densidad de potencia y costos.</li> </ul>
<b>ZINC-BROMINE BATTERIES</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bajo costo de materiales activos (zinc y bromuro). El zinc es muy barato (~\$1.9/kg).</li> <li>- Alta densidad de energía, entre 30-60 Wh/L. Mayor que muchas otras RFBs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja densidad de potencia, &lt;0.4 W/cm<sup>2</sup>. Cinética lenta del bromuro.</li> <li>- Posible corrosión y problemas de seguridad por el bromuro.</li> <li>- Acumulación de zinc y formación de dendritas, reduce los ciclos de vida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Respaldo de energía estacionarios de bajo costo y gran escala. Por ejemplo para servicios públicos.</li> <li>- Almacenamiento para integración de energías renovables. intermitentes como solar y eólica.</li> <li>- Sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS).</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><u>Media</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Densidad de potencia baja (&lt;0.4 W/cm<sup>2</sup>): limitaría proveer energía rápidamente en picos de demanda.</li> <li>- Posible corrosión y problemas de seguridad: dificultaría implementación por regulaciones ambientales y de seguridad.</li> <li>- Costo de materiales activos bajo (zinc y bromuro): reduce costos de inversión inicial.</li> <li>- Densidad de energía alta (30-60 Wh/L): permite mayor capacidad de almacenamiento.</li> </ul>

## Supercapacitores

Los supercapacitores son dispositivos de almacenamiento de energía que se están posicionando como una alternativa prometedora a las baterías convencionales en diversas aplicaciones.

Existen principalmente tres tipos de supercapacitores: los de doble capa eléctrica (EDLC), los pseudocapacitores y los híbridos. Cada uno presenta ventajas y limitaciones particulares en términos de densidad de energía, densidad de potencia, costos, complejidad de manufactura y aplicabilidad.

En la Tabla A1.4 se presenta una comparación entre estos tres tipos de supercapacitores, detallando para cada uno sus ventajas y desventajas inherentes, sus aplicaciones más comunes y su viabilidad de implementación en el contexto de la Universidad de Concepción como sistema de almacenamiento de energía.

**Tabla A 1.4 Cuadro Comparativo de Supercapacitores**

SUPERCAPACITORES [47]			
SUPERCAPACITORES DE DOBLE CAPA ELÉCTRICA (EDLC)			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta densidad de potencia (hasta 10,000 W/kg).</li> <li>- Ciclabilidad extrema (500.000-1 millón de ciclos).</li> <li>- Alta confiabilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja densidad de energía (1-10 Wh/kg).</li> <li>- alto costo (500-2000 USD/kWh).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Electrónica de consumo.</li> <li>- Vehículos eléctricos.</li> <li>- Sistemas de respaldo.</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja densidad de energía limita su viabilidad como sistema de almacenamiento principal.</li> </ul>
PSEUDOCAPACITORES			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta densidad de energía de 10-100 Wh/kg (vs 1-10 Wh/kg de EDLC).</li> <li>- Buena densidad de potencia de 2000-5000 W/kg.</li> <li>- Ciclo de vida &gt;100,000 ciclos (vs &gt;1 millón de EDLC).</li> <li>- Voltaje de celda estándar de 2.5-2.7V.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto costos de \$1000-4000 /kWh.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Electrónica médica portátil.</li> <li>- Vehículos híbridos/eléctricos.</li> <li>- UPS y sistemas de respaldo.</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto costo actual limita viabilidad.</li> <li>- Se requiere mayor investigación.</li> </ul>

**Tabla A1.4 (continuación)**

<b>SUPERCAPACITORES</b>			
<b>HÍBRIDOS (CARBONO + PSEUDOCAPACITOR)</b>			
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>	<b>Aplicaciones</b>	<b>Aplicabilidad UdeC</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Buena densidad de energía de 10-30 Wh/kg.</li> <li>- Alta densidad de potencia de 10,000-20,000 W/kg.</li> <li>- Mayor vida útil: &gt;100,000 ciclos.</li> <li>- Voltaje estándar de celda de 2.5V a 2.7V.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Complejidad en manufactura con múltiples materiales.</li> <li>- Costos moderados de 1,000-4,000 USD/kWh.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Herramientas inalámbricas.</li> <li>- Estabilización de red.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>Baja</u></li> <li>- Complejidad en manufactura limita viabilidad.</li> <li>- Sujeto a investigación.</li> </ul>

## Aire Comprimido

El almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES) consiste en comprimir y almacenar aire a alta presión para luego expandirlo y generar electricidad cuando sea necesario. Existen diversas configuraciones de CAES que se diferencian en parámetros como eficiencia, costos, escalabilidad y sostenibilidad.

La Tabla A1.5 compara cuatro tecnologías CAES: diabático, adiabático, isoterma y de pistón líquido. Se detallan para cada una sus principales ventajas y desventajas inherentes, sus aplicaciones más comunes en sistemas eléctricos y energías renovables, así como una evaluación inicial de viabilidad de implementación en el contexto de la Universidad de Concepción.

**Tabla A 1.5 Cuadro comparativo de almacenamiento por aire comprimido**

AIRE COMPRIMIDO [48]			
DIABATIC-CAES (D-CAES)			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnología comercialmente madura y probada.</li> <li>- Grandes capacidades de almacenamiento a bajo costo.</li> <li>- Larga vida útil de los componentes (30+ años).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja eficiencia (42-54%).</li> <li>- Emisiones de CO2 si usa combustibles fósiles en la recuperación de calor.</li> <li>- Alto consumo de agua para enfriamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Servicios auxiliares en redes eléctricas.</li> <li>- Integración de energías renovables intermitentes.</li> <li>- Generación de energía a gran escala (hasta 300 MW).</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La baja eficiencia.</li> <li>- Alto consumo de agua</li> <li>- Poca flexibilidad y gran escala.</li> </ul>
ADIABATIC-CAES (A-CAES)			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia (60-80%).</li> <li>- No utiliza combustibles fósiles.</li> <li>- Alta densidad energética (1.8-72 MJ/m<sup>3</sup>).</li> <li>- Temperaturas de operación: alto (hasta 820 K).</li> <li>- Permite almacenar grandes cantidades de energía.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costos de inversión inicial altos.</li> <li>- Requiere materiales avanzados para soportar altas temperaturas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Integración de energías renovables intermitentes como solar y eólica.</li> <li>- Servicios de red eléctrica como regulación de frecuencia y respaldo.</li> <li>- Almacenamiento energético a gran escala (hasta 100 MW).</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se deberían contar con cavernas subterráneas o tanques de almacenamiento de alta presión.</li> <li>- Requiere integración con turbinas de gas.</li> </ul>
ISOTHERMAL-CAES (I-CAES)			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Muy alta eficiencia teórica de hasta 100%.</li> <li>- No menciona rangos específicos de alta o baja presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Difícil de lograr la isothermicidad en la práctica.</li> <li>- Costos aún no competitivos comparados con otras tecnologías.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Integración de energías renovables intermitentes.</li> <li>- Regulación de frecuencia en redes eléctricas.</li> <li>- Almacenamiento energético a escalas de unos pocos MW.</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La alta eficiencia teórica es atractiva.</li> <li>- Costos actuales y la dificultad de lograr un proceso completamente isoterma limitan su aplicabilidad a corto plazo.</li> </ul>

**Tabla A1.5 (continuación)**

<b>AIRE COMPRIMIDO</b>			
<b>PISTÓN LÍQUIDO (LP)</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia de compresión, hasta 91,2%.</li> <li>- Alta eficiencia de expansión, hasta 94,7%.</li> <li>- Alta eficiencia de ciclo completo, hasta 86,3%.</li> <li>- Temperaturas de operación: bajas (cercanas a ambiente).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere materiales especiales resistentes a la corrosión.</li> <li>- Costos de manufactura relativamente altos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido.</li> <li>- Integración con energías renovables intermitentes.</li> <li>- Servicios de red eléctrica como regulación de frecuencia.</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La alta eficiencia es muy atractiva, pero se requieren materiales especiales resistentes a la corrosión y los costos de manufactura son aún relativamente altos.</li> </ul>

## Almacenamiento Mecánico

El almacenamiento mecánico de energía involucra la conversión de energía eléctrica en formas mecánicas como energía potencial gravitacional, energía cinética o energía potencial por compresión de gases. Existen diversas tecnologías de almacenamiento mecánico que presentan diferentes características, ventajas, desventajas y aplicaciones potenciales.

La Tabla A1.6 a continuación presenta un resumen comparativo de tres tecnologías principales de almacenamiento mecánico: almacenamiento de energía por bombeo hidráulico (PHES), almacenamiento de energía por gravedad (gravity storage) y almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES). Para cada una se indican sus ventajas y desventajas inherentes, sus principales aplicaciones y una evaluación preliminar de su aplicabilidad en el contexto de la Universidad de Concepción.

## Almacenamientos Hidrógeno

El hidrógeno se ha considerado una alternativa prometedora a los combustibles fósiles para avanzar hacia una sociedad sostenible. Sin embargo, se requieren técnicas eficientes de almacenamiento de hidrógeno para cumplir con los requerimientos comerciales.

La Tabla A1.7 se resume las principales ventajas, desventajas, aplicaciones y aplicabilidad del almacenamiento de hidrógeno en la Universidad de Concepción.

**Tabla A 1.6 Cuadro comparativo de almacenamiento mecánico**

ALMACENAMIENTO MECÁNICO [49]			
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BOMBEO HIDRÁULICO (PHES)			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia (65-90%).</li> <li>- Gran capacidad de almacenamiento (100MWh - 20GWh).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere condiciones geográficas especiales.</li> <li>- Alto costo inicial (420 USD/kWh).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido</li> <li>- Integración con energías renovables intermitentes</li> <li>- Servicios de red eléctrica como regulación de frecuencia</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere condiciones geográficas especiales</li> </ul>
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR GRAVEDAD (GRAVITY STORAGE)			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguro.</li> <li>- Flexible en ubicación,</li> <li>- Sin autodescarga</li> <li>- Alta profundidad de descarga.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Etapa temprana de desarrollo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regulación de frecuencia.</li> <li>- Almacenamiento de energía.</li> <li>- Transferencia día-noche.</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ruido.</li> <li>- Flexible.</li> <li>- Potencialmente más económico.</li> </ul>

**Tabla A 1.7 Cuadro Comparativo de almacenamiento de hidrógeno**

ALMACENAMIENTO HIDRÓGENO [50]			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta densidad energética (1 kg H<sub>2</sub> tiene 3 veces más energía que 1 kg gasolina)</li> <li>- Amigable con el medio ambiente</li> <li>- Versatilidad. El H<sub>2</sub> se puede usar para generar electricidad en celdas de combustible,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja densidad volumétrica (1 kg de H<sub>2</sub> ocupa ~11 m<sup>3</sup>)</li> <li>- Costos aún elevados (2-7 USD/kg)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Almacenamiento energía a gran escala</li> <li>- Transporte de energía</li> <li>- Generación eléctrica y calor</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El alto costo actual del H<sub>2</sub> limita su adopción,</li> <li>- Podría ser una opción en el futuro combinada con generación renovable</li> </ul>

## Aire Líquido

El almacenamiento de energía por aire líquido (LAES) es una tecnología prometedora que permite almacenar grandes cantidades de energía en forma de aire licuado a muy bajas temperaturas. En Tabla A1.8 se presenta ventajas interesantes como su alta densidad energética y la posibilidad de transportar la energía en forma líquida, pero aún enfrenta barreras técnicas y económicas.

**Tabla A 1.8 Cuadro comparativo por aire líquido**

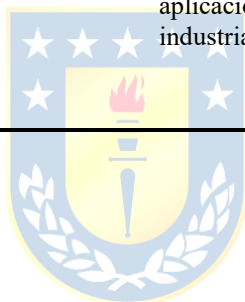
<b>AIRE LÍQUIDO [48]</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Muy alta densidad energética de 120-200 kWh/m<sup>3</sup> (alta).</li> <li>- Reduce volumen de almacenamiento en un factor de 20.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja eficiencia de 35-60%.</li> <li>- Altos costos de inversión (145.7 USD/kW-h).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Servicios de red eléctrica como regulación de frecuencia.</li> <li>- Respaldo de emergencia en redes eléctricas.</li> <li>- Transporte de energía en forma de aire líquido/nitrógeno.</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Permite abastecer demandas pico y variabilidad en clientes libres con alto consumo</li> <li>- Los costos de inversión son aún relativamente alto.</li> <li>- La eficiencia energética no es muy alta (35-60%)</li> <li>- La escala mínima es del orden de algunos MW.</li> </ul>

## Almacenamiento Térmico

El almacenamiento térmico es una tecnología prometedora para el almacenamiento de energía que permite acumular calor a alta temperatura para su posterior uso en la generación de electricidad. Esta tecnología presenta una serie de ventajas, desventajas, posibles aplicaciones y viabilidad de implementación que se resumen en la siguiente Tabla A1.9

**Tabla A1.9 Cuadro almacenamiento térmico**

<b>ALMACENAMIENTO TÉRMICO [51]</b>			
Ventajas	Desventajas	Aplicaciones	Aplicabilidad UdeC
<ul style="list-style-type: none"> <li>-Alta densidad de almacenamiento de energía (hasta 250 kWh/m<sup>3</sup>).</li> <li>-Alta temperatura de operación, sobre 600°C, permitiendo su integración con ciclos de potencia avanzados como Brayton y combinados.</li> <li>-Bajas pérdidas de calor para periodos de almacenamiento prolongados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Complejidad del sistema al requerir reactores y tanques separados de almacenamiento de gases.</li> <li>- Alto costo de materiales y operación</li> <li>- Madurez tecnológica limitada, con la mayoría de investigaciones a escala de laboratorio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Integración con plantas solares termoelectricas con concentración solar de potencia sobre 50 MW, operando con ciclos Brayton y combinados a temperaturas sobre 600°C.</li> <li>- Provisión de calor de proceso a alta temperatura para aplicaciones industriales.</li> </ul>	<p><u>Baja</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Costo nivelado de electricidad proyectado de 120-180 USD/MWh para sistemas optimizados</li> <li>- Requiere investigación a mayor escala y optimización de diseño para reducir costos</li> <li>- Candidatos prometedores son óxidos metálicos como Mn<sub>2</sub>O<sub>3</sub>/Mn<sub>3</sub>O<sub>4</sub> y carbonatos como CaCO<sub>3</sub>/CaO</li> </ul>



## ANEXO 2

Tabla A2.1 Profundidad de descarga [52]

DOD	Ciclos de vida (Cycles to end of life)		
	LFP	NMC	Plomo Acido Lead Acid
80	2400	1520	1370
70	4500	3000	1586
60	8000	5573	1878
30	32000	40533	4017
5	192000	608000	28675

Tabla A2.2 Tipo de baterías y su eficiencia [52]

Batería	Eficiencia
LFP	90,88%
MNC	90,88%
Plomo acido	89,44%

Tabla A2.3 Costo de instalación y Costo de mantención de Batería de litio-ion FLP [52]

<b>Litio-ion FLP</b>	<b>1MW</b>					
	<b>2H</b>	<b>4H</b>	<b>6H</b>	<b>8H</b>	<b>10H</b>	<b>24H</b>
Costo Total de Instalación (USD/kWh)	468.4	414,4	397,	388,6	383,1	369
Costo de Mantención (USD/kW-año)	3,17	5,05	7,53	9,56	10,59	23,30

	<b>10MW</b>					
	<b>2H</b>	<b>4H</b>	<b>6H</b>	<b>8H</b>	<b>10H</b>	<b>24H</b>
Costo Total de Instalación (USD/kWh)	407,0	364,2	352,6	345,4	341,4	330,6
Costo de Mantención (USD/kW-año)	2,79	4,59	6,56	8,34	9,87	21,98

Tabla A2.4 Costo de instalación y Costo de mantención de Batería de litio-ion NMC [52]

<b>Litio-ion NMC</b>	<b>1MW</b>					
	<b>2H</b>	<b>4H</b>	<b>6H</b>	<b>8H</b>	<b>10H</b>	<b>24H</b>
Costo Total de Instalación (USD/kWh)	505,2	450,6	433,1	424,5	418,6	404,2
Costo de Mantención (USD/kW-año)	3,45	5,6	8,53	10,34	11,95	26,48

	<b>10MW</b>					
	<b>2H</b>	<b>4H</b>	<b>6H</b>	<b>8H</b>	<b>10H</b>	<b>24H</b>
Costo Total de Instalación (USD/kWh)	443,5	400,1	388,2	380,8	376,7	365,3
Costo de Mantención (USD/kW-año)	3,06	5,11	6,34	9,47	11,16	25,21

Tabla A2.5 Costo de instalación y Costo de mantención de Batería de plomo acido [52]

<b>Plomo-acido</b>	<b>1MW</b>					
	<b>2H</b>	<b>4H</b>	<b>6H</b>	<b>8H</b>	<b>10H</b>	<b>24H</b>
Costo Total de Instalación (USD/kWh)	525,4	458,5	436,7	423,4	415,7	395,1
Costo de Mantención (USD/kW-año)	4,61	7,13	9,45	12,34	14,53	31,46
	<b>10MW</b>					
	<b>2H</b>	<b>4H</b>	<b>6H</b>	<b>8H</b>	<b>10H</b>	<b>24H</b>
Costo Total de Instalación (USD/kWh)	474,4	423,7	405,7	396,3	391,7	373,4
Costo de Mantención (USD/kW-año)	4,05	6,44	8,33	12,43	13,48	29,57

